

概覽

我們是北京最大的燃氣電力供應商及中國領先的風電運營商，從事燃氣熱電、風電、中小型水電及其他清潔能源項目等多元化清潔能源業務。根據北京電力行業協會之統計，按2008年、2009年及2010年12月31日的控股裝機容量計算，我們是北京最大的燃氣發電商，分別佔北京總燃氣發電裝機容量的65%、61%及61%。截至2010年12月31日，我們在北京營運兩間燃氣熱電聯產電廠及一間燃氣供熱廠，控股裝機容量為1,190.00兆瓦，控股裝機供熱能力為1,045.00兆瓦。於2010年12月31日，我們亦在北京興建一間在建容量為838.20兆瓦及在建供熱能力為592.00兆瓦的燃氣熱電聯產電廠。

根據中國水電報告，截至2009年及2010年12月31日，按控股建設容量計算，我們分別是中國第六大及第八大風電運營商。根據世界風能協會，截至2008年、2009年及2010年12月31日，我們的控股裝機容量分別佔中國風電總裝機容量約1.4%、3.1%及2.4%。截至2010年12月31日，我們有16個風電場正式營運，控股裝機容量為1,058.75兆瓦，另有九個在建風電場，控股在建容量為393.00兆瓦。截至2010年12月31日，我們的營運中及在建風電場戰略性地分佈在內蒙古、北京、寧夏及遼寧省等地。

此外，我們還經營中小型水電及其他清潔能源發電業務，截至2010年12月31日的控股裝機容量為6.40兆瓦（不包括裝機容量為24.00兆瓦的山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離）。

以下為我們經營的兩個業務分部：

燃氣發電及供熱業務	我們開發、管理及經營燃氣熱電聯產電廠及燃氣供熱廠，並將所產電力與熱能分別售予地方電網公司與北京客戶。
風電業務	我們開發、管理及運營風電場，並將所產電力售予地方電網公司。

除上述兩個業務分部外，我們亦開發、管理及經營中小型水電站及其他清潔能源發電項目，並將所產的電力售予地方電網公司。此外，我們透過聯營公司或合營公司開發、管理及／或經營地熱、垃圾發電及污水冷熱源廠，並將所產電力及冷熱源售予外界客戶。

業 務

營業紀錄期間，我們的業務顯著增長，控股裝機容量自2008年12月31日1,361.40兆瓦增至2009年12月31日2,007.65兆瓦，再增至2010年12月31日2,255.15兆瓦，複合年增長率為28.70%。截至2010年12月31日，我們另有控股在建容量1,455.60兆瓦。預計2011年與2012年底的控股裝機容量總計分別可達2,654.55兆瓦與4,684.34兆瓦。

燃氣發電及供熱業務

2008年、2009年及2010年，燃氣發電及供熱業務分部的收益分別為人民幣1,163.7百萬元、人民幣1,893.1百萬元及人民幣2,553.8百萬元，分別佔可呈報分部收益總額的86.9%、78.6%及70.1%。

2010年12月31日，我們燃氣發電業務的控股裝機容量為1,190.00兆瓦，佔全部發電業務組合控股裝機容量的52.8%。截至2010年12月31日，我們亦有適宜未來發展的儲備燃氣發電項目組合，估計控股容量為1,000.00兆瓦。詳情請參閱下文「一 燃氣發電及供熱業務—儲備燃氣發電及供熱項目」一段。該等儲備項目均位於北京。

根據北京熱力集團，截至2010年12月31日，我們的供熱覆蓋總範圍為17百萬平方米，佔北京燃氣熱電聯產集中供熱的73.9%。

營業紀錄期間，我們的燃氣熱電聯產電廠太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠均配有燃氣蒸汽聯合循環機組生產電力及熱能。截至最後實際可行日期，京橋燃氣熱電廠只生產熱能，但預計至2012年9月在二期工程竣工後會改為熱電聯產。由於有關京橋燃氣熱電廠二期建設之技術調整，因此預計京橋燃氣熱電廠一期將於2011年底至2012年初的供暖季期間暫停生產熱能。

營業紀錄期間，我們自獨家天然氣供應商北京燃氣集團採購天然氣。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，向北京熱力集團銷售熱能的收益(不包括測試期間的熱能收費及稅項)分別為人民幣55.8百萬元、人民幣297.7百萬元及人民幣313.7百萬元。營業紀錄期間，太陽宮燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠處於集中熱能供應網絡，所產生的熱能全部售予北京熱力集團，北京熱力集團再將熱能輸送至北京網絡所覆蓋地區的工業及住宅終端用戶。京豐燃氣熱電廠位於區域熱能供應網絡，與北京熱力集團供應網絡未覆蓋且與發電廠鄰近的兩個主要熱能終端用戶已訂立供熱協議。

購電協議及供熱協議

太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠與北京電力訂立的購電協議規定北京電力須每月付款。我們的計劃發電量須由北京市發改委釐定。根據購電協議，我們須遵從北京電力的調度指示，並可獲補償因傳輸限制導致的電量耗損，儘管購電協議並無載列補償之計算基準。於營業紀錄期間，我們並無獲得該等補償。根據購電協議，我們須早於協議到期前兩個月與北京電力協商續約事宜。該等購電協議會由於我們超過120日未有發電或北京電力逾120日未有採購電力等原因而終止。

於營業紀錄期間，太陽宮燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠與北京熱力集團訂立供熱協議，而京豐燃氣熱電廠與北京的住宅及工業終端用戶訂立供熱協議。根據北京《關於加強本市民用供熱管理工作的暫行規定》，北京集中熱能供應網絡的供熱商須遵循北京熱力集團按有關供熱標準統一實施的調度指令。我們的中國法律顧問表示，於太陽宮燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠處於集中熱能供應網絡時，必須向北京熱力集團出售所有熱能以滿足集中熱能供應調度的要求。根據供熱協議，我們按中國相關部門釐定的價格(或會不時調整)出售熱能，每月收取所售熱能費用。

根據供熱協議，我們須遵從北京熱力集團的調度指示，並可獲賠償因熱能傳輸限制導致的實際損失，儘管我們與北京熱力集團訂立的供熱協議並無載列補償之計算基準。於營業紀錄期間，我們並無獲得該等補償。倘早於供熱協議到期前六個月未有收到書面反對或終止通知，則我們與北京熱力集團訂立的供熱協議將自動續期，而倘我們與北京熱力集團均認為無法再履行協議或延續協議並無意義，則可終止該等協議。

由於京豐燃氣熱電廠直接向終端客戶供熱，供熱協議通常並無訂明有關傳輸限制的補償。一般而言，京豐燃氣熱電廠所訂立的供熱協議並不包括終止或自動續約條款。

我們預期燃氣發電及供熱業務至2012年底的控股裝機容量可達2,228.20兆瓦，相當於我們2012年底預計控股裝機容量約48%。

風電業務

2008年、2009年及2010年，風電業務分部的收益為人民幣115.3百萬元、人民幣367.8

百萬元及人民幣1,032.5百萬元，分別佔可呈報分部收益總額(不包括特許權建設安排的收益)的8.6%、15.3%及28.3%。

我們風電業務的控股裝機容量自2008年12月31日165.00兆瓦顯著增至2009年12月31日811.25兆瓦，2010年12月31日再增至1,058.75兆瓦，複合年增長率為153.31%。於2010年12月31日，我們風電業務的控股裝機容量佔全部業務組合控股裝機容量46.9%。

截至2010年12月31日，我們亦擁有適宜未來發展的儲備風電項目組合，估計控股容量為3,039.50兆瓦，包括兩個一級儲備項目，估計控股容量99.00兆瓦、16個二級儲備項目，估計控股容量1,543.50兆瓦及12個三級儲備項目，估計控股容量1,397.00兆瓦。詳情請參閱下文「一 風電業務 一 儲備風電項目」一段。該等儲備項目位於華北地區，包括內蒙古、北京、寧夏、河北省及遼寧省等地。

我們預期，2011年底風電業務共有25個風電場，控股裝機容量總計1,451.75兆瓦，相當於我們2011年底預計控股裝機容量約55%；2012年底將有36個風電場，控股投產裝機容量總計2,146.75兆瓦，相當於我們2012年底預計控股裝機容量約46%。

購電協議

我們的風電場與地方電網公司訂立的購電協議訂明計劃發電量。根據購電協議，我們須遵從地方電網公司的調度指示，且必須調整發電量以保證電網穩定。地方電網公司每月向我們支付所售電力的款項。購電協議並無特別列明因傳輸限制而導致電量耗損的補償。該等購電協議一般可續約，且我們須於協議到期前與地方電網公司協商。此外，購電協議可基於項目公司破產、我們的營業執照遭吊銷、我們無法發電的時間或地方電網公司未能購電的時間超過指定時限等多種因素而終止。

中國風電行業的傳輸限制

近年來，主要由於中國北部(尤其是內蒙古西部)風電場裝機容量的快速發展超過本地電網發展速度，該地區的地方電網公司對風力發電公司(例如我們)施加限制(尤其是在冬季)，為聯產公司供熱給予優先權，以實現本地電網的電壓穩定及安全。鑑於我們風電場所產生的電力無法儲存，而須於產生後立即傳輸或使用，我們不少風電場(特別是內蒙古西部的風電場)於2009年及2010年期間暫時關停部份風機。於營業紀錄期間，分別佔我們的風電

裝機總容量約61%、86%及89%的風電場部分受電網阻塞影響。此外，我們並未收到電網公司就電網阻塞引致的發電量減少作出的任何補償。

《中共中央關於制定國民經濟和社會發展第十二個五年規劃的建議》指出，中國政府將於2011年至2015年的第十二個五年計劃期間加強電網建設，在中國發展技術更先進的電網系統。國務院頒佈《關於加快培育和發展戰略性新興產業的決定》，旨在加快開發可適應新能源發展需求的先進電網及營運系統。內蒙古政府頒佈《關於進一步加快內蒙古電網建設的意見》，制訂擴展電力傳輸渠道及解決風電傳輸問題的目標。同時，中國政府已加大電網建設的資本投資。例如，2009年，國家電網公司（「國家電網公司」）宣佈將開始增建三條特高電壓（「特高壓」）電纜，將中國特高壓電纜的數目增至六條，其中一條將連通內蒙古西部與上海。國家電網公司亦計劃在未來三至四年對特高壓電纜投資逾人民幣1,000億元，預計2020年中國特高壓電纜容量可達3億千瓦。內蒙古政府計劃於2009年及2010年投資逾人民幣200億元，對其輸送網絡進行擴容及升級。截至2009年底，內蒙古電力公司已如期完成全部33個輸配電項目。因此，隨着第十二個五年計劃期間的電網建設發展，我們預計電網阻塞對我們風電業務造成的影響將會減小。

特許權項目

我們現有及儲備風能項目大多根據與地方政府訂立的投資及開發協議開發，而截至2010年12月31日，我們亦已獲授權並開發四個特許權項目。於2008年、2009年及2010年12月31日，我們的特許權項目的控股裝機容量分別佔全部業務組合控股裝機容量的7%、25%及22%，而截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，該等風電場的電力銷售收益分別為人民幣82.1百萬元、人民幣183.7百萬元及人民幣485.6百萬元，分別佔我們總收益的4%、4%及13%。根據特許權協議，我們的特許權項目（即烏蘭伊力更風電場、吉相華亞風電場一期、哲里根圖風電場一期及輝騰錫勒風電場一期）於滿負荷發電首30,000小時的上網電價分別為每千瓦時人民幣0.4680元（含增值稅）、每千瓦時人民幣0.5790元（含增值稅）、每千瓦時人民幣0.5100元（含增值稅）及每千瓦時人民幣0.3820元（不含增值稅）⁽¹⁾，其後則按

附註：

- (1) 特許權協議所規定我們烏蘭伊力更風電場、吉相華亞風電場一期及哲里根圖風電場一期的上網電價並非該等特許權項目的實際上網電價。實際適用上網電價包括當地電網公司為退還我們就籌資建設連接該等風電場電網之支出所提供的補貼。

當時平均市價釐定。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們的特許權項目營運成本分別為人民幣42.4百萬元、人民幣87.6百萬元及人民幣229.5百萬元。

我們透過競價投標程序為所有特許權項目與內蒙古省級發改委訂立服務特許權協議。根據服務特許權協議，我們獲內蒙古省級發改委授出該等風電場的獨家開發及經營權，並可享有特許經營期間所得的全部經濟利益，為期25年。因此，預期我們的特許權項目（即烏蘭伊力更風電場、吉相華亞風電場一期、哲里根圖風電場一期及輝騰錫勒風電場一期）的特許權會分別於2034年、2034年、2034年及2032年屆滿，除非我們於該等特許權屆滿前成功與內蒙古省級發改委協商並獲續期。我們於特許經營期間負責設計、建設、運行、經營及維護特許權項目。特許經營期結束時，我們須拆除風電廠或與內蒙古省級發改委協商續約。我們投資約人民幣40億元用於該等項目開發，預期在10至13年內回本。同時，特許權協議或會因若干因素（包括但不限於放棄風電廠建設或經營、我們的項目公司破產或任何一方嚴重違約）而終止。因此，倘我們於相關項目特許權到期時未能與內蒙古省級發改委協商並獲續約，則我們或會喪失該等風電廠的經營權，我們的經營業績亦可能受到不利影響。有關特許權協議無法續約的風險詳情，請參閱「風險因素 — 與風電業務有關的風險 — 我們根據服務特許權協議可經營風電場的年期為25年，屆滿後未必可續期」一節。

除特許權項目的售電收益外，我們亦因興建特許權項目而有服務特許權建設收入及服務特許權建設成本。根據「國際財務報告詮釋委員會 — 詮釋第12號 — 服務特許權安排」，根據特許權安排提供建設服務所得收益乃參考各呈報期末特許權安排完工進度確認，按截至該日完工項目所涉合約成本佔估計總合約成本計算。營運或服務收益於提供服務期間確認。此外，當運營商根據特許權安排有權就使用特許權基建設施收取費用時，特許權安排會成為無形資產。倘金融資產無法根據國際會計準則第39號「金融工具：確認及計量」確認，則根據特許權安排提供建設服務所收取代價的無形資產於首次確認時按公允價值計量。在首次確認後，無形資產按成本減累計攤銷和累計減值虧損計量。對於根據與相關地方政府機構所訂立相關特許權協議進行的特許權項目，我們按公允價值確認服務特許權興建收入及已竣工工程的相關無形資產。由於本公司將絕大部分特許權項目建設活動分包予第三方，

故我們按建築服務的公允價值確認總建築成本。因此，服務特許權建設收入相當於有關期間的服務特許權建設成本，對我們有關期間的經營溢利或淨溢利並無影響。於2008年、2009年及2010年12月31日，特許權項目的賬面值分別為人民幣1,566.1百萬元、人民幣3,866.9百萬元及人民幣3,668.7百萬元。相關特許權協議通常為期25年(包括建設期)，而風電廠及特許權可用年期僅限於該有效期。於營業紀錄期間，我們與內蒙古省級發改委訂立四份特許權協議，所有項目均於2009年底竣工。詳情請參閱「財務資料 — 主要全面收益表項目的說明」及「財務資料 — 經營業績」兩節以及「附錄 — 會計師報告」一節。

我們的中國法律顧問表示，我們有權根據特許權協議向第三方分包風電場建設工程。然而，根據特許權協議，我們仍須對該等已分包予第三方的風電場建設工程負責。

中小型水電及其他清潔能源發電業務

除燃氣發電、供熱業務及風電業務外，我們亦利用鼓勵發展清潔能源業務的有利監管環境(包括強制購買利用可再生能源所產生的電力、優先調度權及水電及太陽能發電業務列為2010年至2020年重點可再生能源開發項目)，從事其他清潔能源發電業務，作為上述兩個業務分部的補充。

2008年、2009年及2010年，水電及其他業務的收益為人民幣59.5百萬元、人民幣148.9百萬元及人民幣56.6百萬元，分別佔可呈報分部收益總額的4.4%、6.2%及1.6%。

水電及其他業務的收益由2008年的人民幣59.5百萬元增加150.2%至2009年的人民幣148.9百萬元，主要是由於2009年有兩間新發電廠在2009年全年運營，而2008年該等發電廠並非全年運營。生物質發電廠山東京能生物質發電廠於2008年9月投產，水電站黑水三聯一 黎窩一級水電站於2008年7月投產。然而，2010年我們的水電及其他業務收益為人民幣56.6百萬元，主要是由於自四家並非從事清潔及可再生能源發電業務的附屬公司，即北京源深節能技術有限責任公司、北京博爾節能設備技術開發有限責任公司、北京華源高潔能源供應技術有限責任公司及北京嘉捷博大汽車節能技術有限公司剝離所致。我們已於2011年1月向京能集團轉讓我們所持有的山東京能生物質發電廠全部權益。請參閱「歷史、重組及公司架構 — 收購與轉讓」一節。

業 務

2008年，來自水電及其他業務的可呈報分部溢利為人民幣21.3百萬元，而2009年及2010年分別錄得可呈報分部虧損人民幣1.2百萬元及人民幣51.9百萬元。2009年可呈報分部虧損人民幣1.2百萬元，是由於：(a)與該分部企業行政活動相關的營運虧損人民幣8.2百萬元；(b)山東京能生物質發電廠業務虧損人民幣1.8百萬元，惟部份被(c)黑水三聯—紫窩一級水電站的經營溢利人民幣1.8百萬元；(d)上述四家我們已剝離非使用清潔及可再生能源發電的附屬公司經營溢利人民幣4.3百萬元及(e)其他經營溢利人民幣2.7百萬元所抵銷。

2010年可呈報分部虧損增至人民幣51.9百萬元，主要是由於損失上述四家已剝離附屬公司的收益及溢利，加上山東京能生物質發電廠於2010年經營虧損增至人民幣37.2百萬元，而有關經營虧損增加主要是由於原材料短缺令價格上漲所致。

截至2010年12月31日，我們有一項控股裝機容量6.40兆瓦的中小型水電項目在四川省營運，另有四項中小型在建水電項目位於四川省及雲南省，在建容量224.40兆瓦。

截至2010年12月31日，我們在雲南省亦擁有兩項中小型儲備水電項目，估計控股容量為34.00兆瓦。詳情請參閱下文「—中小型水電及其他清潔能源發電業務—擬建中小型水電及其他清潔能源發電項目」一段。

我們預期，2011年與2012年底，中小型水電業務的控股裝機容量分別可達12.80兆瓦與264.80兆瓦。

截至2010年12月31日，我們中小型水電及其他清潔能源發電業務的控股裝機容量為6.40兆瓦（不包括已於2011年1月剝離而裝機容量為24.00兆瓦的山東京能生物質發電廠），佔全部發電業務組合控股總裝機容量0.3%。我們的其他清潔能源業務（如太陽能發電業務）亦有儲備項目。我們預期，中小型水電及其他清潔能源發電業務截至2011年與2012年底的控股裝機容量分別可達12.80兆瓦與309.39兆瓦。

業 務

我們的發電廠

下表載列我們於2010年12月31日的所有營運中發電(包括供熱)廠：

燃氣發電及供熱業務	地點	裝機容量 (兆瓦)	所有權
太陽宮燃氣熱電廠(熱電聯產)	北京	780.00 ⁽¹⁾	74%
京豐燃氣熱電廠(熱電聯產)	北京	410.00 ⁽¹⁾	100%
京橋燃氣熱電廠(供熱)	北京	— ^{(1) (2)}	80.03%
小計		1,190.00	

風電業務	地點	裝機容量 (兆瓦)	所有權	質保期 (月數)
烏蘭伊力更風電場 ⁽³⁾	內蒙古	300.00	100%	24
輝騰錫勒風電場一期 ⁽³⁾	內蒙古	100.50	100%	24
察右中風電場二期	內蒙古	50.00	100%	24
鹿鳴山官廳風電場一期	北京	49.50	100%	48
鹿鳴山官廳風電場二期	北京	49.50	100%	24
察右中風電場一期	內蒙古	49.50	100%	24
吉相華亞風電場一期 ⁽³⁾	內蒙古	49.50	100%	24
吉相華亞風電場二期	內蒙古	49.50	100%	24
商都風電場一期	內蒙古	49.50	100%	24
賽汗風電場一期	內蒙古	49.50	100%	24

附註：

- (1) 截至2010年12月31日，太陽宮燃氣熱電廠、京豐燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠的裝機供熱能力分別為465.00兆瓦、116.00兆瓦及464.00兆瓦。
- (2) 截至2010年12月31日，京橋燃氣熱電廠僅供熱，不發電。
- (3) 該等項目為特許權項目。

業 務

<u>風電業務</u>	<u>地點</u>	<u>裝機容量</u> (兆瓦)	<u>所有權</u>	<u>質保期</u> (月數)
賽汗風電場二期.....	內蒙古	49.50	100%	24
哲里根圖風電場二期.....	內蒙古	49.50	100%	24
霍林河風電場一期.....	內蒙古	49.50	100%	24
昌圖太陽山風電場.....	遼寧省	49.50	100%	24
哲里根圖風電場一期 ⁽¹⁾	內蒙古	48.75	100%	24
延慶風電場.....	北京	<u>15.00</u>	100%	48
小計		<u>1,058.75</u>		
<u>中小型水電及其他業務⁽²⁾</u>	<u>地點</u>	<u>裝機容量</u> (兆瓦)	<u>所有權</u>	
黑水三聯一 黎窩 一級水電站.....	四川省	<u>6.40</u>	100%	
小計		<u>6.40</u>		
總計		<u>2,255.15</u>		

附註：

(1) 該等項目為特許權項目。

(2) 該等數字不包括裝機容量為24.00兆瓦之山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離。

業 務

在建項目

下表載列截至2010年12月31日我們的在建項目：

<u>燃氣發電及供熱業務</u>	<u>地點</u>	<u>在建容量</u>	<u>所有權</u>
		(兆瓦)	(%)
京橋燃氣熱電廠二期	北京	838.20	80.03
小計		<u>838.20</u>	

在建工程

<u>風電業務</u>	<u>地點</u>	<u>在建容量</u>	<u>所有權</u>
		(兆瓦)	(%)
赤峰旗杆風電場一期	內蒙古	49.50	100.00
興安盟科右中旗風電場一期	內蒙古	49.50	100.00
寧夏太陽山風電場一期	寧夏	49.50	100.00
寧夏太陽山風電場二期	寧夏	49.50	100.00
巴林右風電場一期	內蒙古	49.50	100.00
商都風電場二期	內蒙古	49.50	100.00
鹿鳴山官廳風電場二期加密	北京	36.00	100.00
輝騰錫勒風電場二期	內蒙古	30.00	100.00
霍林河風電場二期	內蒙古	30.00	100.00
小計		<u>393.00</u>	

<u>中小型水電及其他業務</u>	<u>地點</u>	<u>在建容量</u>	<u>所有權</u>
		(兆瓦)	(%)
那邦水電站	雲南省	180.00	100.00
黑水三聯一登棚一級水電站	四川省	20.00	100.00
黑水三聯一登棚二級水電站	四川省	18.00	100.00
黑水三聯一紫窩二級水電站	四川省	6.40	100.00
小計		<u>224.40</u>	

業 務

儲備項目

下表載列截至2010年12月31日我們的儲備項目：

	地點	項目數目	估計控股 容量 (兆瓦)	估計資本開支 (人民幣百萬元)
燃氣發電及供熱業務				
	北京	2	1,000.00	4,490.0
總計.....		2	1,000.00	4,490.0
風電業務				
一級⁽¹⁾儲備風電項目.....				
	內蒙古	1	49.50	396.0
	遼寧省	1	49.50	396.0
小計.....		2	99.00	792.0
二級⁽¹⁾儲備風電項目				
	內蒙古	8	1,147.50	9,180.0
	寧夏	7	346.50	2,772.0
	北京	1	49.50	396.0
小計.....		16	1,543.50	12,348.0
三級⁽¹⁾儲備風電項目				
	內蒙古	8	1,098.00	8,784.0
	北京	3	199.00	1,592.0
	河北省	1	100.00	800.0
小計.....		12	1,397.00	11,176.0
總計.....		30	3,039.50	24,316.0
中小型水電及其他業務				
	北京	2	34.59	806.4
	雲南省	2	34.00	201.5
	寧夏	1	10.00	210.0
總計.....		5	78.59	1,217.9

附註：

(1) 一級、二級及三級儲備風電項目的定義請參考下文「一儲備風電項目」一段。

業 務

下表詳載我們清潔能源業務於所示日期的裝機容量：

	於12月31日			複合 年增長率
	2008年	2009年	2010年	2008年至 2010年
	(兆瓦)			(%)
總裝機容量⁽¹⁾				
燃氣發電及供熱 ⁽⁴⁾	1,190.00	1,190.00	1,190.00	—
風電.....	165.00	811.25	1,058.75	153.31%
中小型水電及其他清潔能源發電 ⁽⁵⁾	6.40	6.40	6.40	—
總計.....	1,361.40	2,007.65	2,255.15	28.70%
控股裝機容量⁽²⁾				
燃氣發電及供熱 ⁽⁴⁾	1,190.00	1,190.00	1,190.00	—
風電.....	165.00	811.25	1,058.75	153.31%
中小型水電及其他清潔能源發電 ⁽⁵⁾	6.40	6.40	6.40	—
總計.....	1,361.40	2,007.65	2,255.15	28.70%
權益裝機容量⁽³⁾				
燃氣發電及供熱 ⁽⁴⁾	987.20	987.20	987.20	—
風電.....	165.00	811.25	1,058.75	153.31%
中小型水電及其他清潔能源發電 ⁽⁵⁾	6.40	6.40	6.40	—
總計.....	1,158.60	1,804.85	2,052.35	33.09%

附註：

- (1) 總裝機容量指我們項目公司或同一項目公司各個別項目的總投產裝機容量，按我們擁有權益(不論所有權比重)之項目公司的裝機容量綜合計算，包括聯營公司的容量。
- (2) 控股裝機容量指僅全面納入我們合併財務報表的項目公司總裝機容量，按全面納入我們合併財務報表並視為附屬公司之項目公司的裝機容量綜合計算。控股裝機容量不包括聯營公司的容量。
- (3) 權益裝機容量指我們的項目公司或我們按於各項目公司的所有權比例擁有權益的該等公司個別項目的總裝機容量，按我們於擁有權益(無論是否控制權益)之各項目公司的所有權百分比乘以總裝機容量計算，包括附屬公司及聯營公司(但僅以我們所持該等公司權益為限)的容量。
- (4) 該等數字不包括太陽宮燃氣熱電廠、京豐燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠的裝機供熱能力。
- (5) 該等數字不包括裝機容量為24.00兆瓦之山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離。

業 務

下表載列所示期間我們的項目按地域劃分的主要營運資料：

燃氣發電及供熱業務

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
北京			
控股投產裝機容量(兆瓦)	1,190.00	1,190.00	1,190.00
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	865.00	1,190.00	1,190.00
控股在建容量(兆瓦)	—	—	838.20
平均利用時數	3,575	3,239 ⁽¹⁾	4,237

風電業務

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
內蒙古			
控股投產裝機容量(兆瓦)	100.50	697.25	895.25
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	100.50	273.69	854.00
控股在建容量(兆瓦)	695.75	198.00	258.00
平均利用時數	2,157	2,376	2,408
北京			
控股投產裝機容量(兆瓦)	64.50	64.50	114.00
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	24.75	64.50	78.25
控股在建容量(兆瓦)	—	85.50	36.00
平均利用時數	2,153	1,895 ⁽²⁾	2,359
遼寧			
控股裝機容量(兆瓦)	—	49.50	49.50
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	—	19.25	49.50
控股在建容量(兆瓦)	49.50	—	—
平均利用時數	—	1,515	1,717
寧夏			
控股裝機容量(兆瓦)	—	—	—
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	—	—	—
控股在建容量(兆瓦)	—	—	99.00
平均利用時數	—	—	—

附註：

- (1) 減少是由於京豐燃氣熱電廠回復正常發電量。為保持2008年北京奧運會空氣質素，作為電燃氣熱電廠及清潔能源供應商，京豐燃氣熱電廠須按要求提供北京所需更大比例的電力。
- (2) 減少是由於電網升級以提升輸電能力，因而影響北京風電場。電網升級需時數月，期間影響北京風電場的營運，導致平均利用時數下跌。

業 務

中小型水電及其他業務⁽¹⁾

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
四川省			
控股投產裝機容量(兆瓦)	6.40	6.40	6.40
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	2.67	6.40	6.40
控股在建容量(兆瓦)	44.40	44.40	44.40
平均利用時數	892	3,529	3,438
雲南省			
控股投產裝機容量(兆瓦)	—	—	—
平均控股投產裝機容量(兆瓦) . . .	—	—	—
控股在建容量(兆瓦)	180.00	180.00	180.00
平均利用時數	—	—	—

下表載列所示期間的主要營運資料：

主要營運數據	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
控股總發電量⁽²⁾ (吉瓦時)			
燃氣發電及供熱	3,092	3,855	5,042
風電	270	802	2,326
中小型水電及其他清潔能源發電	6	23	22
控股淨發電量⁽³⁾ (吉瓦時)			
燃氣發電及供熱	3,044	3,748	4,906
風電	266	787	2,288
中小型水電及其他清潔能源發電	6	23	22
控股供熱(千吉焦)	1,123.2	5,114.8	5,625.1
平均利用時數⁽⁴⁾			
燃氣發電及供熱	3,575	3,239	4,237
風電	2,156	2,243	2,369
中小型水電及其他清潔能源發電	892 ⁽⁵⁾	3,529	3,438

附註：

- (1) 該等數字不包括裝機容量為24.00兆瓦之山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離。
- (2) 控股總發電量指在一段指定時間全面納入我們財務報表的項目公司總發電量的總和。
- (3) 控股淨發電量指在一段指定時間全面納入我們財務報表的項目公司淨發電量的總和，即我們售予地方電網公司而獲得收益的電量，等於總發電量減(i)廠用電與(ii)輸電損耗。建設和測試期間產生的電力銷售額並無計入電力銷售的收益，但會抵銷物業、廠房及設備的成本。
- (4) 平均利用時數指一段指定時間的控股總發電量除以該期間的平均控股投產裝機容量。
- (5) 我們中小型水電及其他清潔能源發電業務2008年的平均利用時數低，是由於四川大地震嚴重破壞了我們水電站所在省份四川的電網系統。因此，我們的水電站因當地電網無法連接至區域主電網而於2008年遭受嚴重連網限制。

截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們的收益分別約為人民幣2,256.7百萬元、人民幣4,785.5百萬元及人民幣3,642.8百萬元，複合年增長率為27.05%。截至2008

業 務

年、2009年及2010年12月31日止年度，我們的經調整收益分別為人民幣1,809.8百萬元、人民幣2,844.1百萬元及人民幣4,063.3百萬元，複合年增長率為49.83%。經調整收益的計算方法請參閱「財務資料—呈列基準」一節。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，本公司權益持有人應佔溢利分別為人民幣45.0百萬元、人民幣179.6百萬元及人民幣488.9百萬元，複合年增長率為229.61%。

下表載列截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度各年有關我們業務的若干節錄財務資料：

主要財務數據	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
分部收益(人民幣千元)⁽¹⁾			
燃氣發電及供熱.....	1,163,718	1,893,108	2,553,763
風電.....	115,305	367,800	1,032,494
中小型水電及其他清潔能源發電..	59,495	148,864	56,561
可呈報分部收益總額	1,338,518	2,409,772	3,642,818
服務特許權建設收益.....	918,135	2,375,681	—
收益(人民幣千元)	2,256,653	4,785,453	3,642,818
經調整收益(人民幣千元) ⁽²⁾	1,809,845	2,844,062	4,063,305
呈報分部溢利／(虧損)(人民幣千元) ..	239,780	469,653	971,401
燃氣發電及供熱.....	186,108	286,542	466,490
風電.....	32,340	184,289	556,838
中小型水電及其他清潔能源發電..	21,332	(1,178)	(51,927)
經調整分部經營溢利／(虧損)			
(人民幣千元)⁽²⁾	208,865	323,697	782,844
燃氣發電及供熱.....	185,104	190,430	324,008
風電.....	8,336	144,984	521,543
中小型水電及其他清潔能源發電..	15,425	(11,717)	(62,707)
經調整分部經營溢利／(虧損)			
率(%)⁽²⁾	11.5	11.4	19.3
燃氣發電及供熱.....	11.3	8.2	10.9
風電.....	7.2	38.6	49.9
中小型水電及其他清潔能源發電..	25.9	(7.9)	(110.9)

附註：

(1) 摘錄自附錄一會計師報告附註46。

(2) 經調整收益、經調整分部經營溢利及經調整分部經營溢利率並非國際財務報告準則的標準計量指標。有關該等財務計量指標的計算方法及其他詳情，以及與按相關國際財務報告準則列賬之財務項目的對賬，請參閱「財務資料」。

此外，於最後實際可行日期，我們擁有20%股權的北京京能國際分別佔向我們截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度的溢利貢獻零、零及14.53%。北京京能國際主要從事燃煤電廠的投資及經營。於2010年12月31日，北京京能國際的總裝機容量為13,675.00兆瓦，而我們應佔北京京能國際的權益裝機容量為914.09兆瓦。於2010年，北京京能國際

剝離盈利欠佳的漳山發電廠，而總裝機容量1,200.00兆瓦的岱海發電廠二期已於2011年投產，有兩座機組及總裝機容量為1,320.00兆瓦的寧東發電廠亦陸續投產。因此，預期於2011年及2012年末我們應佔北京京能國際的裝機容量將分別達1,229.43兆瓦及1,229.43兆瓦。

競爭優勢

我們認為，我們於中國清潔能源產業穩固的市場地位基於以下競爭優勢：

我們的多元化清潔能源組合有利迅速發展及提高未來盈利能力

我們是北京最大的燃氣電力供應商及中國領先的風電運營商，從事燃氣熱電、風電、中小型水力發電及其他清潔能源項目等多元化清潔能源業務。根據北京電力行業協會的資料，按燃氣發電控股投產裝機容量計算，我們在營業紀錄期間為北京最大的燃氣發電供應商。根據中國水電報告，截至2009年及2010年12月31日，按控股建設容量計算，我們分別為中國第六大及第八大風電場營運商。我們燃氣發電及供熱業務、風電業務以及中小型水電及其他清潔能源發電業務於2010年12月31日的控股投產裝機容量分別為1,190.00兆瓦、1,058.75兆瓦及6.40兆瓦（不包括裝機容量為24.00兆瓦的山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月剝離）。截至2010年12月31日，我們已向清潔發展機制執行理事會成功註冊14個清潔發展機制項目，其中兩個為燃氣熱電聯產項目，11個為風電項目，1個為生物質項目。

我們的多元化發電組合既可分散使用單一資源發電的風險，又有利我們充分利用太陽能發電及垃圾發電等其他清潔能源發電業務的未來發展機會，亦可擴大市場範圍。我們相信，透過多元化清潔能源市場開發及運作過程中對資源的戰略分配，我們已獲得並會繼續鞏固價值創造機會及中長期競爭優勢。

截至2010年12月31日，我們亦有兩項估計控股容量為1,000.00兆瓦的儲備燃氣熱電聯產項目、30項估計控股容量為3,039.50兆瓦的儲備風電項目以及兩項估計控股容量為34.00兆瓦的儲備中小型水電項目。我們相信，多元化儲備項目可提供多元化清潔能源組合，有助我們成功拓展業務。

我們的燃氣發電及供熱項目以及風電項目呈戰略性分佈，兩個業務板塊已達到最有利的區域分佈並會因此繼續受益

我們的燃氣發電廠及大部分風電場呈戰略性地分佈於北京及內蒙古，可因此顯著受惠於有利的政府激勵及政策、豐富的風力資源以及在城市化進程加快和人口增長刺激下劇增的電力及熱能需求。該等優勢預計有助於我們清潔能源業務(特別是我們的燃氣及風力發電業務分部)的未來發展。

我們所有的燃氣熱電廠均設在北京，且是北京唯一的風電場營運商。作為中國的政治經濟文化中心，為保障和提高能源效率、空氣質量及生活水平，北京的環保及節能減排標準極為嚴格。根據我們對北京電力市場的深入了解，我們相信天然氣是北京發電及供熱理想及不可或缺的清潔能源。與傳統的燃煤電廠相比，燃氣熱電廠可頻繁快速啓動發電，因而可滿足臨時電力調度需求，並可在相對短時間內增加及有效調節發電量，使我們能夠靈活應付高峰期的供電以及在電力需求陡增時銷售更多電力。另外，我們認為，由於陝京天然氣管線工程及西氣東輸管線工程預期可增加對北京的天然氣供應，我們可從中受益。

我們大部分風電場在內蒙古西部運營。我們位於內蒙古西部的風電場於2010年12月31日的控股投產裝機容量為845.75兆瓦，根據內蒙古電力(集團)有限責任公司調度及溝通中心的資料，按控股投產裝機容量計算，我們是內蒙古西部最大的風電供應商。根據中國氣象局風能太陽能資源評估中心，內蒙古西部擁有中國最好的風力資源。董事相信，我們的風電業務可受惠於內蒙古西部充裕的風力資源及有利的政府政策。

我們是北京地區最大的燃氣發電供應商，並繼續開發燃氣發電及供熱項目，以保持在北京的主導領先地位

我們是北京領先的燃氣發電及供熱商。根據北京電力行業協會統計，按燃氣發電控股投產裝機容量計算，我們在營業紀錄期間是北京最大的燃氣發電供應商。截至2010年12月31日，我們燃氣發電項目的控股投產裝機容量為1,190.00兆瓦，約佔北京燃氣發電總投

產裝機容量的61%。截至2010年12月31日，我們的控股裝機供熱能力為1,045.00兆瓦，供熱覆蓋範圍為17百萬平方米，佔北京燃氣熱電聯產集中供熱量約73.9%。

與燃煤電廠相比，燃氣熱電廠排放的二氧化碳及其他有害物質(包括二氧化硫及二氧化氮)更少，更為環保。因此，我們可在北京提供節能環保的發電及供熱來源。截至2010年12月31日，我們擁有兩套9F級燃氣蒸汽聯合循環機組，總投產裝機容量為1,190.00兆瓦。

位處華北的北京冬季對熱能有極大需求，確保北京有足夠熱能供應一直是北京市政府一項重要職責。鑒於聯產流程中同時產生電力與熱能，我們的熱電聯產廠於冬季優先獲得電力調度以保障熱能生產，令我們有穩定的電力銷售。

憑藉我們在北京的市場領先地位及先進技術實力，我們的燃氣發電供熱業務能充分把握燃氣發電產業在北京城區的可預見增長。北京市人民政府發佈的《北京市人民政府批轉市發展改革委關於加快構建本市安全高效低碳城市供熱體系有關意見的通知》制定了將2015年的天然氣使用量提升至總能源使用量的20%的目標，至2020年提升至25%以上。此外，上述通知載述，北京擬在城區興建四大熱電中心(熱電聯產電廠)，將北京燃氣熱電聯產電廠的總投產裝機容量由2010年12月31日的1,960.00兆瓦擴至2015年的6,860.00兆瓦。此外，由於熱能供應半徑有限，我們預計，隨着北京供熱市場擴充，不久會興建更多熱電聯產廠。

此外，受益於我們與北京熱力集團及北京燃氣集團的長期合作關係，我們可充分把握北京市發展計劃帶來的北京供熱市場發展機遇。

我們擁有風電行業的豐富經驗及雄厚實力，在營業紀錄期間發展迅速，可高效率開發及經營風電項目，大幅提高盈利能力

我們於2003年加入中國風電市場。根據中國水電報告，截2009年及2010年12月31日，按控股建設容量計算，我們分別在中國排名第六及第八。按控股投產裝機容量計算，我們的風電業務增長快速，由2008年12月31日的165.00兆瓦增至2009年12月31日的811.25兆瓦，並進一步增至2010年12月31日的1,058.75兆瓦，複合年增長率為153.31%。根據《中

國風電發展報告2010》，按投產裝機容量計算，我們的烏蘭伊力更風電場(300.00兆瓦)是中國最大的特許權項目之一。

我們於風電項目各開發及運營階段均有豐富的管理及技術經驗，包括籌劃設計、施工前期準備、設備採購、施工、投產及測試、運營、維修及保養。

- 開發儲備風電項目時，我們可自行進行風電場項目的各項施工前期準備工作，包括風力資源測試及評估、安排編製可行性研究報告及提供技術支持。此外，我們可發揮在施工前期工作的專長和優勢，安排項目預算審查、控制項目投資、精簡內部決策程序，實現項目的高速發展。
- 為確保風電項目獲得穩定的風電機組供應，並了解最新技術，我們與領先風電機組供應商建立長期戰略合作關係，以利於獲得各種有利採購條件，例如有競爭力的價格、靈活的付款條件及完善的售後服務。
- 我們的專責專業團隊有豐富的風電場經營及管理經驗。為提高經營效率，我們自2009年已採用集中監控系統運作我們位於內蒙古西部的風電場。我們是中國首家設有集中監控系統的風電運營商。我們採用該系統在一個中心位置實時監控相關風電場的風電機組，經營效率大為提升。此外，我們有技術精湛，經驗豐富的內部維護團隊，負責風電場及附屬公司的日常檢查、保養及維修，而非將該等業務外包予第三方服務供應商，以提高經營效率、可靠性及質素。例如，我們在內蒙古有一支核心維修團隊，截至最後實際可行日期，該團隊的所有成員均已具備中級或高級工程師資格，而一半成員擁有五年以上風電機組維修經驗。我們於內蒙古的風電場，亦設有現場技術支援團隊。截至最後實際可行日期，該團隊中62%成員擁有三年以上維修經驗，42%成員擁有學士或學士以上學位。另外，為確保風電場穩定運行，我們施行有效的庫存政策來保障機組零件(尤其是須定期更換者)的供應。

因此，我們能夠達致並維持高效率。例如，截至2009年及2010年12月31日止年度，我們位於內蒙古西部的風電場的平均利用時數遠高於同一區域的行業平均水平。我們位

於內蒙古西部的風電場的可用系數於2008年、2009年及2010年分別達99.33%、96.78%及97.82%。

我們所從事的清潔能源產業在中國快速發展，且受惠於政府推動低碳經濟發展及利用清潔能源的優惠政策

我們的業務受惠於中國政府推行節能環保技術以建立中國可持續發展經濟模式而實施的有利法律、法規及政策。中國的溫室氣體排放量隨着經濟飛速發展而迅速增加。根據美國能源情報署的資料，中國是目前全球最大的溫室氣體排放國。2008年，中國排放6,534百萬噸二氧化碳，是2001年排放量的兩倍，佔全球二氧化碳排放總量30,377百萬噸的21.5%。為免污染環境並且有需要持續發展經濟，中國一直致力推廣以清潔能源(尤其是天然氣)為主要燃料發電，減少發電所排放的碳。2010年5月4日，國務院頒佈《國務院關於進一步加大工作力度確保實現「十一五」節能減排目標的通知》，目標是於2005年至2020年，將單位國內生產總值二氧化碳排放量削減40%至45%。

中國政府實施優惠政策及大力鼓勵措施，優化中國發電所用能源，重點提高清潔能源(包括風電、燃氣發電、水電及太陽能發電)的利用。我們相信，我們可因該等優惠政策及鼓勵措施受惠，其中包括：

- 強制併網並購買經核准可再生能源併網發電項目所產電量；
- 可再生能源電力的上網電價補貼；
- 我們風電、燃氣發電及供熱以及水電項目享有中國稅收優惠；及
- 我們位於北京的全部風電場與燃氣發電及供熱業務享有政府補貼及補助。

受惠於上述有利政策及大力鼓勵措施，中國的清潔能源行業快速發展。此外，根據BP Review，中國的天然氣消耗量由2000年245億立方米劇增至2009年887億立方米，複合年增長率為15.4%。另外，國家發改委制定的第十一個五年計劃的目標是將天然氣佔總燃料消耗量的比例由2005年的水平提高2.5個百分點至2010年的5.3%。根據世界風能協會統計，中國風電產業的累計裝機容量由2006年底的2,599兆瓦增至2010年底的44,733兆瓦，複合年

增長率為103.7%。根據世界風能協會統計，按2010年底的年度風電裝機容量及截至2010年底累計風電裝機容量計算，中國均排名第一。我們相信，我們將受益於中國快速增長的清潔能源產業。

我們擁有經驗豐富、具有戰略眼光及抱負的管理團隊，且僱員技能純熟

我們的管理團隊擁有豐富的中國電力行業經驗，尤其是在清潔能源市場方面。我們的高級管理層從事電力及能源行業的平均時間為11年，相信彼等在清潔能源行業的經驗與了解，及對該行業未來發展的見識，會大力促進我們的業務發展。

本公司僱員技能純熟、技術知識豐富、資歷高，且經過嚴格培訓。我們所有業務分部的經營團隊由不同專業領域具有豐富經驗的專業人士領導，大多對我們的業務經營及管理有豐富的技術背景及經驗。

業務策略

我們計劃實施以下業務策略，鞏固我們在中國清潔能源行業的市場地位以及擴展業務：

進一步擴充燃氣發電及供熱業務的規模，鞏固我們在北京地區燃氣發電行業的主導領先地位

鑑於北京巨大及快速增長的電力及熱能需求，加上政府法規推廣利用清潔能源，我們認為天然氣是北京清潔電力及熱能理想及不可或缺的來源。我們計劃開發更多節能環保的燃氣熱電聯產項目，擴大市場份額，增強我們在北京燃氣發電及供熱市場的市場領先地位。截至2010年12月31日，我們在北京有一間在建中的燃氣熱電聯產電廠，在建容量838.20兆瓦，在建供熱能力592.00兆瓦。截至2010年12月31日，我們在北京有兩間儲備燃氣熱電廠，估計控股容量為1,000.00兆瓦。我們計劃於2012年底將燃氣發電控股投產裝機容量提高至2,228.20兆瓦。

在風資源豐富及回報高的戰略區域繼續擴展風電業務

我們認為，風電產業在成本效益、資源可用性及技術成熟度方面都較其他可再生能源享有顯著優勢。我們致力在內蒙古擴充風電業務並在風力資源豐富及高回報的其他地區

(例如遼寧省、河北省、寧夏及北京)發掘重要商機，鞏固我們在中國風電行業的市場地位。我們亦致力開發海上風電項目。

我們計劃進一步擴充內蒙古的風電業務，特別是內蒙古西部，經多年成功運營，我們已在該地樹立市場領導地位。此外，我們將尋求適當機會，抓住戰略時機進入風力資源豐富及高回報的地區。我們評估適當擴充機會時會考慮充足的風力資源、當地政府釐定的上網電價、或會降低風電場發電量的電網限制發生頻率以及發展風電業務的資源競爭激烈程度等因素。

開拓其他可再生能源業務，抓住適當機會創造價值

我們計劃採取靈活審慎策略分配資源以在各種清潔能源市場發展業務。具體而言，我們會尋求適當機會開發或籌備開發垃圾發電及太陽能發電等其他可再生能源發電項目，拓展我們的業務。

我們計劃發展及擴充我們的中小型水電業務，並集中於中國西南地區。該地區蘊藏豐富的水能資源，具有強大的經濟增長潛力，而且享有中國政府根據西部大開發戰略實施的優惠政策。除寧夏的儲備太陽能發電項目外，我們計劃將太陽能發電業務擴展至內蒙古及北京。我們計劃在北京發展垃圾發電項目，因為該地垃圾供給充裕，且清潔能源的需求不斷增長。

繼續提高各業務分部的運營及管理效率，並提高盈利能力

我們計劃以提升燃料利用效率、提高設備的可用性及利用率、與地方電網公司保持有效溝通為重點，利用在北京燃氣發電及供熱業務的領先市場地位，提高盈利能力。

憑藉與領先風電機組供應商的長期戰略合作關係，我們可以有條件獲得及時穩定的風電場設備及備件供應，包括有競爭力的採購價及有利售後服務條款。我們計劃進一步加強與該等供應商的合作，控制經營成本，提高管理及經營效率。此外，我們已於2010年4月開始建立集中投標平台，以整合及精簡採購程序。詳情請參閱下文「一 風電機組供應商」一段。

多元化融資渠道，降低財務費用

由於清潔能源業務需要投入大額資本，故此我們需要充足穩定的經費資助業務擴充。憑藉我們過往長期良好的信貸紀錄、與金融機構的密切關係，我們成功以有競爭力的條款

自金融機構籌集資金擴建項目公司。展望未來，我們計劃繼續透過銀行貸款、短期融資及其他融資信貸等多元化融資渠道集資，進一步完善資本結構，降低財務費用。

燃氣發電及供熱業務

我們開發、管理及經營燃氣發電及供熱廠。根據北京電力行業協會的資料，截至2010年12月31日，我們燃氣發電業務的控股裝機容量約為1,190.00兆瓦。截至2008年、2009年及2010年12月31日止，我們的控股裝機量分別佔北京燃氣發電總裝機容量約65%、61%及61%，我們是就控股裝機量而言北京最大的燃氣發電公司。截至2010年12月31日，我們亦在北京興建一間在建容量為838.20兆瓦及在建供熱能力為592.00兆瓦的燃氣熱電聯產電廠。根據北京熱力集團的資料，截至2010年12月31日，我們的供熱覆蓋總範圍為17百萬平方米，佔北京同期燃氣熱電聯產集中供熱的73.9%。

截至最後實際可行日期，我們通過太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠兩間燃氣熱電聯產電廠以及燃氣供熱廠京橋燃氣熱電廠經營燃氣發電及供熱業務，而我們分別擁有該三間電廠的74.00%、100.00%及80.03%股權。三間燃氣發電廠及供熱廠均位於北京。營業紀錄期間，我們銷售太陽宮燃氣熱電廠和京豐燃氣熱電廠所產電力及熱能及京橋燃氣熱電廠所產熱能而獲得收益。

於最後實際可行日期，太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠均配備燃氣蒸汽聯合循環機組，該機組有一至兩個燃氣輪機及一個蒸汽輪機，可熱電聯產。營業紀錄期間，該等電廠向北京的客戶出售聯產過程產生的電力及熱水或蒸汽熱能。兩間電廠安裝9F級燃氣蒸汽聯合循環機組，以達致更高發電效率。

京橋燃氣熱電廠包括兩期，一期僅生產熱能，自2008年12月開始生產熱能，而二期規劃為燃氣熱電聯產。我們預期京橋燃氣熱電廠二期於2012年9月開始發電，預計投產裝機容量與裝機供熱能力分別達838.20兆瓦與592.00兆瓦。

營業紀錄期間，我們的大部分收益及盈利來自燃氣發電及供熱業務。我們燃氣聯產

業 務

電廠主要透過銷售所產電力及熱能獲得收益。下表載列所示期間燃氣發電及供熱業務的收益詳情：

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
收益			
銷售電力(人民幣千元)	1,093,414	1,545,725	2,185,168
銷售熱能(人民幣千元)	70,245	346,183	368,595
其他(人民幣千元)	59	1,200	—
合計	1,163,718	1,893,108	2,553,763

我們亦有兩個適宜未來發展的儲備燃氣發電及供熱項目(尚未動工但已取得若干開發權)，截至2010年12月31日，估計控股容量為1,000.00兆瓦。該等儲備燃氣熱電聯產項目均位於北京。

我們現時預期燃氣發電及供熱業務的控股投產裝機容量至2012年底會增至2,228.20兆瓦。

下表載列燃氣發電及供熱業務於所示日期或期間的若干營運數據：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
總投產裝機容量(兆瓦)	1,190.00	1,190.00	1,190.00
控股投產裝機容量(兆瓦)	1,190.00	1,190.00	1,190.00
平均控股投產裝機容量(兆瓦)	865.00	1,190.00	1,190.00
權益投產裝機容量(兆瓦)	987.20	987.20	987.20
控股在建容量(兆瓦)	—	—	838.20
總裝機供熱能力(兆瓦)	1,045.00	1,045.00	1,045.00
控股裝機供熱能力(兆瓦)	1,045.00	1,045.00	1,045.00
平均控股裝機供熱能力(兆瓦)	338.92	1,045.00	1,045.00
權益裝機供熱能力(兆瓦)	822.02	822.02	831.44
控股在建供熱能力(兆瓦)	—	—	592.00
供熱(千吉焦)	1,123.2	5,114.8	5,625.1
控股總發電量(兆瓦時)	3,091,970 ⁽¹⁾	3,854,860	5,042,012
控股淨發電量(兆瓦時)	3,044,251	3,748,306	4,905,894
平均利用時數(小時) ⁽²⁾	3,575	3,239	4,237

附註：

- (1) 太陽宮燃氣熱電廠於2008年5月投入商業運營，但併網問題直至2009年10月方解決，主要是由於2008年全年北京基礎設施建設因北京奧運會而延期所致。因此，太陽宮燃氣熱電廠於2009年獲一次性的電網容量限制補助人民幣53百萬元，作為年內部分補助。
- (2) 京橋燃氣熱電廠於2010年12月31日並無發電能力，故此平均數僅包括太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠。

燃氣發電及供熱項目概況

截至2010年12月31日，我們通過位於北京的兩間燃氣熱電聯產電廠及一間燃氣供熱廠經營燃氣發電及供熱業務。

業 務

下表載列燃氣熱電廠於2010年12月31日的詳情：

燃氣聯產電廠名稱	投產 裝機容量 (兆瓦)	裝機 供熱能力 (兆瓦)	控股 裝機容量 (兆瓦)	控股裝機 供熱能力 (兆瓦)	擁有權 (%)	估計／投入 運營日期
營運中						
太陽宮燃氣熱電廠.....	780.00	465.00	577.20	344.10	74.00	2008年5月
京豐燃氣熱電廠一期.....	410.00	116.00	410.00	116.00	100.00	2006年5月
京橋燃氣熱電廠一期 ⁽¹⁾	—	464.00	—	371.34	80.03	2008年12月
小計	1,190.00	1,045.00	987.20	831.44		
在建中項目						
京橋發電廠二期.....	838.20	592.00	670.81	473.78	80.03	2012年9月

附註：

(1) 京橋燃氣熱電廠截至2010年12月31日並無發電能力，故營業紀錄期間僅銷售熱能。

營運中的燃氣熱電廠

太陽宮燃氣熱電廠

太陽宮燃氣熱電廠位於北京朝陽區，自2008年5月起投入商業營運。我們透過本公司與國電電力發展分別持有74%與26%股權的附屬公司太陽宮熱電經營太陽宮燃氣熱電廠。

太陽宮燃氣熱電廠配備9F級燃氣蒸汽聯合循環機組，由兩台總投產裝機容量510.00兆瓦的通用電氣造燃氣輪機發電機組與一台投產裝機容量270.00兆瓦的蒸汽輪機發電機組成。太陽宮燃氣熱電廠2010年12月31日的投產裝機容量為780.00兆瓦，根據北京電力行業協會，佔北京所有燃氣熱電廠總投產裝機容量的39.8%。太陽宮燃氣熱電廠2010年12月31日的裝機供熱能力為465.00兆瓦。

業 務

下表載列太陽宮燃氣熱電廠於所示日期或期間的若干營運詳情：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
投產裝機容量(兆瓦).....	780.00	780.00	780.00
裝機供熱能力(兆瓦).....	465.00	465.00	465.00
在建容量(兆瓦).....	—	—	—
在建供熱能力(兆瓦).....	—	—	—
平均利用時數(小時).....	2,365	2,770	4,284
總發電量(兆瓦時).....	1,076,153 ⁽¹⁾	2,160,359	3,341,370
售電量(兆瓦時) ⁽²⁾	1,067,993 ⁽¹⁾	2,085,122	3,239,236
適用年終上網電價 (人民幣元/兆瓦時).....	472.0	528.0	528.0
淨發電量(兆瓦時).....	1,067,993	2,085,122	3,239,236
供熱(千吉焦).....	438.5	1,828.2	3,209.3
可用系數(%) ⁽³⁾	88.05 ⁽¹⁾	97.80	91.40
供熱效率/淨發電量標準燃氣消耗率 (立方米/吉焦).....	34.13	33.00	33.00
天然氣實際用量(立方千米).....	218,853	465,531	740,229

附註：

- (1) 雖然太陽宮燃氣熱電廠於2008年5月投入商業運營，但由於北京奧運會期間的電網容量限制，該廠僅可使用設計容量780.00兆瓦約一半的容量。因此，太陽宮燃氣熱電廠於2009年獲一次性的電網容量限制補助人民幣53百萬元，作為年內部分補助。
- (2) 總發電量與售電量的差額主要是廠用電(例如電廠內部耗電量)及輸電損耗。
- (3) 可用系數指可用時數除以總時數乘100%。可用時數指風電機組或電廠視為可發電的時數，而總時數指可用計量期間的總時數。

太陽宮熱電於2009年向華北電網及於2010年開始向北京電力出售電力。

營業紀錄期間，太陽宮燃氣熱電廠向北京熱力集團出售熱能，後者將熱能轉售並輸送予北京的工業或居民終端用戶。2007年7月30日，太陽宮熱電與北京熱力集團簽訂為期三年的熱能供應協議，待獲北京市發展和改革委員會委批准熱能售價時(即2008年10月28日)生效。根據該協議，太陽宮熱電按中國相關部門釐定而日後可能不時調整的價格向北京熱力集團出售熱能。本公司預期該熱能供應協議將於屆滿時再續約三年。太陽宮燃氣熱電廠就所出售而北京熱力集團最終向北京居民用戶出售的熱能所得的收益獲增值稅退稅。

營業紀錄期間，太陽宮熱電向北京燃氣集團購買天然氣，並於2010年12月與之簽訂天然氣供應協議，有效期直至2013年12月31日，而其後自動續期，直至由於(i)燃氣供應不足及不可抗力因素而經書面終止或(ii)已訂立新合約為止。根據該協議，北京燃氣集團按購買價每立方米人民幣2.28元(含增值稅)或其他價格向太陽宮燃氣熱電廠供應天然氣，而中國相關政府部門可能不時調整有關價格。協議亦指出，北京燃氣集團須每十五天記錄燃氣消

業 務

耗量，而太陽宮燃氣熱電廠須在其後的十日內支付所用燃氣費用。我們並無獲得優先供應燃氣。訂立該協議前，太陽宮熱氣廠曾於2007年8月15日與北京燃氣集團訂立天然氣供應協議，該協議已於2010年12月31日到期。

通過安裝壓縮機定時葉片清理設備以及增加發電負荷強度後，我們預計太陽宮燃氣熱電廠2011年的燃氣消耗率將較2010年減少7%至10%。

京豐燃氣熱電廠

京豐燃氣熱電廠位於北京豐台區，於2006年5月投入商業營運。我們通過全資附屬公司京豐電力經營京豐燃氣熱電廠。

京豐燃氣熱電廠於2005年安裝配有三菱製造的燃氣輪機的9F級燃氣蒸汽聯合循環機組，於2006年試營，於2008年完成熱電聯產升級，實現熱電聯產。2010年12月31日，京豐燃氣熱電廠投產裝機容量為410.00兆瓦，佔北京所有燃氣熱電廠總投產裝機容量的21%。京豐燃氣熱電廠2010年12月31日的裝機供熱能力為116.00兆瓦。

下表載列於所示日期或期間京豐燃氣熱電廠的若干營運詳情：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
投產裝機容量(兆瓦).....	410.00	410.00	410.00
裝機供熱能力(兆瓦).....	116.00	116.00	116.00
在建容量(兆瓦).....	—	—	—
在建供熱能力(兆瓦).....	—	—	—
平均利用時數(小時).....	4,917	4,133	4,148
總發電量(兆瓦時).....	2,015,817	1,694,501	1,700,643
售電量(兆瓦時) ⁽¹⁾	1,976,258	1,663,184	1,666,658
年終上網電價(人民幣元/兆瓦時)...	472.0	528.0	528.0
淨發電量(兆瓦時).....	1,976,258	1,663,184	1,666,658
供熱(千吉焦).....	300.4	823.2	898.4
可用系數(%) ⁽²⁾	86.71	96.48	76.96
供熱效率/淨發電量標準燃氣消耗率 (立方米/吉焦).....	34.50	34.50	34.99
天然氣實際用量(立方千米).....	395,207	340,898	342,672

附註：

- (1) 總發電量與售電量的差額主要是廠用電，例如發電廠的內部耗電量及輸電損耗。
- (2) 2010年可用系數減少是由於定期維修時數較多所致。

京豐燃氣熱電廠於2009年向華北電網出售電力，2010年起向北京電力出售電力。

業 務

營業紀錄期間，京豐電力向北京工業或居民終端用戶直接出售熱能。

京豐電力與北京燃氣集團訂立期限為三年的供應協議，於2013年12月31日屆滿，其後自動續期，直至由於(i)燃氣供應不足及不可抗力因素而經書面終止或(ii)已訂立新合約為止。根據該協議，北京燃氣集團同意按購買價每立方米人民幣2.07元(含增值稅)或有關中國機關釐定及核准的其他價格向京豐電力出售天然氣。協議亦規定，北京燃氣集團須每三十天記錄燃氣使用量，而京豐電力須於其後十日內支付所用燃氣的費用。我們並無獲得優先供應燃氣。

京豐燃氣熱電廠採取有效的營運措施，令2011年第一季度的燃氣消耗率較2010年減少約3%。

京橋燃氣熱電廠

京橋燃氣熱電廠位於北京豐台區，於2008年12月投入商業營運。我們通過附屬公司京橋熱電經營京橋燃氣熱電廠。京橋熱電由我們直接持有80.03%股權，而其餘19.97%股權由北京熱力集團持有。

京橋燃氣熱電廠包括兩期，一期僅生產熱能，裝機供熱能力為464.00兆瓦，自2008年12月投入運營，而二期為燃氣熱電聯產項目，預期於2012年9月竣工。由於有關二期建設之技術調整，預計一期將於2011年底至2012年初的熱能供應期間暫停生產熱能。我們預期京橋燃氣熱電廠二期的投產裝機容量與裝機供熱能力分別會達838.20兆瓦與592.00兆瓦。

2010年9月15日，京橋燃氣熱電廠二期開發獲得北京市發改委的批准。

下表載列京橋燃氣熱電廠於所示日期或期間的若干營運詳情：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
裝機供熱能力(兆瓦)	464.00	464.00	464.00
在建容量(兆瓦)	—	—	838.20
在建供熱能力(兆瓦)	—	—	592.00
供熱(千吉焦)	384.3	2,463.4	1,517.4
可用系數(%)	97.6	96.5	97.9
供熱效率／淨發電量標準燃氣消耗率 (立方米／吉焦)	30.67	30.67	30.66
天然氣實際用量(立方千米)	12,890	75,520	46,531

京橋燃氣熱電廠熱能產量自2008年的384.3千吉焦增加至2009年的2,463.4千吉焦，是因為自2008年12月方開始商業運作，因此2008年僅12月生產熱能，而2009年則全年生產熱能。熱能產量於2010年減少至1,517.4千吉焦，乃由於其供熱應範圍內一部分住宅區因城市重新劃分區域而拆除所致。

營業紀錄期間，京橋燃氣熱電廠向北京熱力集團出售熱能，後者將熱能轉售並輸送予北京的工業及居民終端用戶。2007年12月6日，京橋熱電與北京熱力集團簽訂為期三年的熱能銷售協議。根據該協議，京橋熱電按中國相關部門釐定並可能不時調整的價格向北京熱力集團出售熱能。該熱能銷售協議並無續約，是由於因應二期建設進行技術調整，故第一期於2010年底至2011年初的熱能供應期間停止生產熱能。本公司預期將於2012年底至2013年初的熱能供應期間開始前訂立新熱能供應協議。新熱能供應協議將一併考慮一期及二期的供熱產能。

京橋熱電向北京燃氣集團購買天然氣，並簽訂三年期天然氣供應協議，於2013年12月31日前有效，其後自動續期，直至由於(i)燃氣供應不足及不可抗力因素而經書面終止或(ii)已訂立新合約為止。根據該協議，北京燃氣集團按購買價每立方米人民幣2.28元(含增值稅)或其他價格向京橋熱電供應天然氣，而相關政府部門可能不時調整有關價格。協議亦規定，北京燃氣集團須每三十天記錄燃氣使用量，而京橋熱電須於其後十日內支付所用燃氣的費用。我們並無獲得優先供應燃氣。

儲備燃氣發電及供熱項目

我們的部分燃氣發電及供熱項目尚未動工，屬儲備項目。截至2010年12月31日，我們有兩個儲備燃氣發電及供熱項目可作未來發展，儲備燃氣發電估計控股容量為1,000.00兆瓦，均戰略性地位於北京。

因此，我們預期至2012年底將燃氣發電及供熱業務的控股投產裝機容量擴增1,038.20兆瓦至估計總控股投產裝機容量2,228.20兆瓦。

標準燃氣發電及供熱項目開發階段

我們燃氣發電及供熱項目的開發程序通常包括下列步驟。

關鍵開發階段

主要步驟

投資分析及可行性研究 (一般三至六個月)

- 初步評估 — 確定開發是否符合我們的整體業務策略
- 內部審閱 — 進一步評估項目並提交開發建議供管理層審閱，再呈交董事會審批
- 將可行性研究報告提呈中國有關政府部門審批 — 將擬建項目的可行性研究報告提呈中國有關政府部門審批

與中國有關政府部門討論可行性研究報告後，我們會設立項目公司監管項目並申請其他所需批文，然後動工興建

政府批文及必要許可證 (一般三至六個月)

建設燃氣熱電廠前，我們須取得多項政府許可證、執照及其他批文，一般包括以下主要步驟：

- 取得相關政府批文 — 動工前，我們須向規管環保、土地使用、建築工程及併網的中國有關政府部門取得批文。詳情請參閱「風電業務 — 標準風電場開發階段」一段
- 取得發展和改革主管部門的批文 — 不受政府資助的燃氣發電項目須取得國家發改委或其地方下屬機關的批文
- 取得商務部批文(倘適用) — 倘屬外商投資燃氣發電項目，則須就相關合資合約、組織章程細則及相關事宜取得商務部或其地方下屬機關的批文
- 取得電力業務許可證 — 燃氣發電項目投入商業營運前須向電監會取得電力業務許可證

業 務

關鍵開發階段

主要步驟

電廠的建設、啟動及營運
(一般十二至十八個月)

- 建設 — 一般涉及設備採購及安裝、場地預備及其他土木工程。我們通常將建設工程外包予第三方承建商
- 測試及調校 — 完成安裝發電機組(包括發電機及鍋爐)後，承建商會測試及調校系統。完成測試後，承建商一般會進行168小時的滿負荷試運行
- 交付機組及投入商業營運 — 試運行成功後，我們的燃氣熱電廠即可投入商業營運

電力及熱能銷售

我們燃氣發電及供熱業務的收益主要源自銷售我們燃氣熱電廠生產的電力及熱能。

截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們燃氣熱電廠的電力銷售收益分別為人民幣1,093.4百萬元、人民幣1,545.7百萬元及人民幣2,185.2百萬元，佔各相關期間燃氣發電及供熱業務所得總收益分別約94.0%、81.7%及85.6%。

截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們燃氣熱電廠的熱能銷售收益分別為人民幣70.2百萬元、人民幣346.2百萬元及人民幣368.6百萬元，佔各有關期間燃氣發電及供熱業務所得總收益分別6.0%、18.3%及14.4%。

電力銷售

我們依據相關中國法規，與地方電網公司訂立購售電合同，將燃氣熱電廠所產幾乎全部電力售予地方電網公司，而非直接售予任何工業或居民終端用戶。購電協議一般載有各種標準條款，包括上網電價、計量及付款。購電協議所載上網電價經相關定價機關審閱及釐定後由國家發改委核准。購電協議通常為期一年。

太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠於2009年向華北電網售電，於2010年開始向北京電力售電。根據國家電網公司的職能改革，國家電網公司在北京市的電力採購公司由華北電網改為北京電力，上述兩家公司均為中國國家電網公司下屬區域性公司。改革前後，我們的電廠所連接電網不變，故毋須為解除或重新連接不同電廠而支付額外費用。我們與

業 務

華北電網及北京電力訂立的購電協議乃標準合同，購電協議方面的條款大致相同。我們與華北電網並無發生爭議。

我們燃氣熱電廠所產電力的銷售收益主要取決於上網電價及售電量。

上網電價

根據國家發改委於2005年頒佈的《上網電價管理暫行辦法》，我們燃氣熱電廠的上網電價由國家發改委釐定，一般相當於生產成本另加合理投資回報。國家發改委釐定上網電價時亦會考慮燃料類型、成本架構、設施的經濟壽命及相關稅率等因素。此外，上網電價獲批准後，中國有關當局仍可於發生重大變化(例如天然氣市價大幅波動)時調整電價。

我們燃氣熱電廠的上網電價高於北京的燃煤電廠上網電價，主要是由於天然氣與煤炭的價格差異及政府推行鼓勵使用環保燃料的政策所致。

截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們燃氣熱電聯產電廠的加權平均核准上網電價(含增值稅)分別為每千瓦時人民幣0.4202元、每千瓦時人民幣0.4825元及每千瓦時人民幣0.5211元。

發電量

總發電量的主要決定因素包括我們燃氣熱電聯產電廠的利用時數及投產裝機容量。我們各燃氣熱電廠的年度計劃利用時數由北京市發改委參考該廠於建設前獲授的北京市發改委項目批文釐定。由於北京的發電廠須事先呈報電網調度中心，經批准後方可發電，因此平均利用時數較計劃利用時數更能反映年內發電廠的實際發電量。

下表載列所示期間我們燃氣熱電聯產電廠的平均利用時數：

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
		(小時)	
太陽宮燃氣熱電廠.....	2,365	2,770	4,284
京豐燃氣熱電廠.....	4,917	4,133	4,148

業 務

下表詳載所示期間我們燃氣熱電聯產電廠的售電量：

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
		(兆瓦時)	
太陽宮燃氣熱電廠.....	1,067,993	2,085,122	3,239,236
京豐燃氣熱電廠.....	1,976,258	1,663,184	1,666,658
總計	3,044,251	3,748,306	4,905,894

熱能銷售

在北京，以不同方式向終端用戶供應熱能，包括集中熱能供應及區域熱能供應。北京熱力集團為北京市集中熱能供應網絡的獨家經營商。

營業紀錄期間，太陽宮燃氣熱電廠及京橋燃氣熱電廠位於集中熱能供應網絡，並將所產全部熱能售予北京熱力集團，再由北京熱力集團將熱能分銷予其網絡所覆蓋北京的工業或居民終端用戶。京豐燃氣熱電廠則位於區域熱能供應地區與不屬於北京熱力集團的供應網絡之電廠毗連的兩大熱能終端用戶訂立供熱協議。

供熱協議一般載有各種標準條款，包括熱能採購價、供熱時間、計量及付款。售熱價格原則上實行政府定價或政府指導價，由有關物價主管部門或其他經授權的政府主體釐定。太陽宮熱電及京橋燃氣熱電廠供熱協議的供熱時間一般為每天24小時，全年無休，惟保養期及非供熱期須由訂約方協定。京豐電力通常所訂立供熱協議的供熱時間一般包括試行期及法定供熱時間，及可視乎天氣情況協商延長供熱期。根據北京市政府頒佈的相關規定，北京的法定供熱時間為每年11月15日至次年3月15日，可由北京市政府因應每年的具體天氣情況延長。然而，相關政府規例雖然規定熱能供應商須於法定熱能供應期間生產熱能，但熱能供應商在該期間外的經營不受限制。根據《北京市供熱採暖管理辦法》，熱能供應商可應其客戶需求在法定供熱期外生產及銷售熱能。因此，我們於法定供熱期的熱能銷售穩定，並可透過爭取於法定供熱期外仍需要熱能的新客戶(包括工業終端用戶)增加銷售。

業 務

根據相關供熱協議，我們的燃氣熱電廠按相關定價機關釐定的價格（經不時調整）供應熱能。下表載列所示期間我們燃氣熱電廠的加權平均供熱價格（含增值稅）：

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
	(人民幣元/吉焦)		
太陽宮燃氣熱電廠.....	68.21	67.76	68.89
京豐燃氣熱電廠.....	55.53	68.55	70.60
京橋燃氣熱電廠.....	85.32	85.61	86.98

我們與熱能分銷商或終端用戶訂立的供熱協議並無限制產熱量，發熱廠將根據客戶的需求供熱，而熱能分銷商有責任就所產實際熱能付款。下表載列所示期間我們燃氣熱電廠的熱能銷量：

	截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
	(千吉焦)		
太陽宮燃氣熱電廠.....	438.5	1,828.2	3,209.3
京豐燃氣熱電廠.....	300.4	823.2	898.4
京橋燃氣熱電廠.....	384.3	2,463.4	1,517.4
總計	1,123.2	5,114.8	5,625.1

政府優惠政策

中國政府出台多項優惠政策鼓勵發展燃氣發電，相信我們的燃氣發電及供熱業務因而受益，亦將繼續受益於中國政府的政策支持，包括：

- **上網電價補貼及政府補貼。**根據《關於印發北京市城市公用企業補貼資金使用管理暫行辦法的通知》及《關於加強電力企業補貼資金管理的通知》，我們的燃氣發電及供熱業務可享受政府補貼。中國政府透過電價補貼提供相關臨時財政補貼，經補貼上網電價高於燃氣熱電廠所產電力的上網電價。詳情請參閱「監管概覽—III. 可再生能源的監管規定—5. 專項資金補貼」一節。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們燃氣發電及供熱項目所獲中國政府財政補貼總額分別為人民幣471.3百萬元、人民幣426.8百萬元及人民幣408.7百萬元。
- **中國稅項優惠。**中國的熱能公司可獲豁免就燃氣發電所生產並售予居民用戶的

熱能繳納增值稅。詳情請參閱「監管概覽 — VII.稅項 — 2.增值稅」一節。

- **地方政府政策支持**。北京市政府已頒佈一系列推動及鼓勵可再生能源開發的地方法規及政策，例如《北京市實施〈中華人民共和國節約能源法〉辦法》、《北京市振興發展新能源產業實施方案》。該等法規及政策說明，地方政府充分利用北京的強大科技實力不斷支持可再生能源開發。

供應商

天然氣供應商

我們的所有燃氣熱電廠均與北京燃氣集團(北京城市燃氣管道的獨家營運商)訂立天然氣供應協議。儘管並無標準供應期，但我們與北京燃氣集團訂立的天然氣供應協議一般為期三年。

天然氣經由陝京天燃氣管線輸送至北京。陝京天燃氣管線是唯一直通北京的輸氣管道工程項目，第一及二線工程分別於1997年及2005年完成，總設計輸氣量為每年200億立方米。第三線工程預期於2011年開始向北京供氣，設計輸氣量為每年150億立方米。四線工程目前正在規劃中。該項目的主要天然氣來源是位於陝西省的長慶氣田，該氣田是中國最大的油田及氣田之一。陝京天燃氣管線於2009年與西氣東輸管線相連，提供了其他天然氣來源，提高了北京供氣的穩定性。

燃氣價格由北京發改委釐定、審查及核准。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們的燃氣熱電廠購買天然氣的加權平均價格(含增值稅)分別為每立方米人民幣1.82元、每立方米人民幣1.87元及每立方米人民幣1.97元。

熱電聯產機組供應商

為提高發電效率，我們已在太陽宮燃氣熱電廠及京豐燃氣熱電廠安裝並計劃於京橋燃氣熱電廠二期安裝燃氣蒸汽聯合循環機組。我們向國內及通用電氣及三菱等國外供應商購置熱電聯產機組。與供應商訂立的採購協議通常涵蓋機組製造、交收、付款、安裝、檢測及驗收，保修期一般為兩年，惟另行協定者除外。

其他供應商

我們燃氣熱電廠的其他重要供應商包括鍋爐設備供應商，以及於我們燃氣熱電廠施工階段提供建設及安裝服務的第三方承建商。對於升壓變壓器、開關裝置及電纜，我們通常可以頗具競爭力的價格自全國供應商購得優質產品。

熱電聯產流程

我們利用燃氣蒸汽聯合循環機組進行熱電聯產。通過點燃天然氣與壓縮空氣的混合氣體產生高溫高壓煙氣，推動燃氣輪機，帶動與發電機相連的軸旋轉，然後將高溫煙氣導入鍋爐對水加熱產生高溫高壓蒸汽，接著將蒸汽導入高壓蒸汽輪機，推動蒸汽輪機，帶動與發電機相連的軸旋轉。同時，自供熱機組的中壓蒸汽輪機排氣口提取部分餘熱蒸汽，將水從約60°C加熱至約130°C，然後回流至循環管路，以熱水的形式向客戶供熱。此外，自中壓蒸汽輪機排氣口提取的餘熱蒸汽還可作為熱能直接提供給工業終端用戶。

營運及維護

京豐燃氣熱電廠的管理、維修及維護由內部維修團隊負責，另外我們與三菱重工東方燃氣輪機(廣州)有限公司已訂立長期備件管理及服務協議，而太陽宮燃氣熱電廠方面則訂立長期外包服務協議外包予通用電氣。

截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們電廠的維護開支總額分別為人民幣76.0百萬元、人民幣98.7百萬元及人民幣104.5百萬元，分別佔各期間總收益3.4%、2.1%及2.9%。

風電業務

根據中國水電報告，截至2009年及2010年12月31日，我們風電場的控股建設容量分別在中國排名第六及第八。根據世界風能協會統計，截至2008年、2009年及2010年12月31日，我們的控股裝機容量分別佔中國總風電裝機容量約1.4%、3.1%及2.4%。此外，我們是北京唯一的風電場運營商。營業紀錄期間，按控股投產裝機容量計算，我們的風電業務突飛猛進。於2008年、2009年及2010年12月31日，風電業務的控股投產裝機容量分別為165.00兆瓦、811.25兆瓦及1,058.75兆瓦，複合年增長率為153.31%。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，風電業務分部的收益分別為人民幣115.3百萬元、人民幣367.8百萬元

業 務

及人民幣1,032.5百萬元。營業紀錄期間，風電業務產生的收益佔所有可呈報分部總收益(不包括根據特許權建設安排所得收益)的百分比亦有所上升，截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，分別為8.6%、15.3%及28.3%。

我們開發、管理及經營風電場，並向當地電網公司銷售我們風電場所產電力。截至2010年12月31日，我們的營運中及在建風電場位於內蒙古、北京、寧夏及遼寧省。截至2010年12月31日，我們有16個營運中風電場，控股投產裝機容量1,058.75兆瓦，以及九個在建風電項目，控股在建容量為393.00兆瓦。

我們亦擁有適宜未來發展的儲備風電項目組合，2010年12月31日的估計控股容量為3,039.50兆瓦，包括兩個一級儲備項目(估計控股容量為99.00兆瓦)、16個二級儲備項目(估計控股容量1,543.50兆瓦)及12個三級儲備項目(估計控股容量1,397.00兆瓦)。該等儲備風電項目主要位於風力資源豐富的華北地區，包括內蒙古、北京、寧夏、河北省及遼寧省。我們基於自身對各項目的可行性研究，經考慮當地風力資源、建設條件、輸配電狀況及上網電價等多項因素後，決定開發該等項目的地點及時間。有關儲備風電項目的其他詳情，請參閱下文「一 儲備風電項目」一段。

根據擴充計劃，我們預計，截至2011年底風電業務的控股投產裝機容量將增加393.00兆瓦，至2012年底將進一步增加695.00兆瓦至估計控股投產裝機容量2,146.75兆瓦。

下表載列截至所示日期或期間我們風電業務的若干運營數據：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
總投產裝機容量(兆瓦)	165.00	811.25	1,058.75
控股投產裝機容量(兆瓦)	165.00	811.25	1,058.75
平均控股投產裝機容量(兆瓦)	125.25	357.44	981.75
權益投產裝機容量(兆瓦)	165.00	811.25	1,058.75
控股在建容量(兆瓦)	745.25	283.50	393.00
控股總發電量(兆瓦時)	270,037	801,772	2,326,242
控股淨發電量(兆瓦時)	266,247	787,060	2,287,689
平均利用時數(小時)	2,156	2,243	2,369
可用系數(%)	98.16	98.02	98.22

業 務

風電場詳情

下表載列我們的風電項目詳情，包括截至2010年12月31日營運中及在建風電場及儲備風電項目：

項目類型	地理位置	風電場數目	控股 投產裝機容量 ⁽¹⁾ (兆瓦)
營運中的風電場	內蒙古	12	895.25
	北京	3	114.00
	遼寧省	1	49.50
總計		16	1,058.75
在建風電場	內蒙古	6	258.00
	寧夏	2	99.00
	北京	1	36.00
總計		9	393.0
一級 ⁽²⁾ 儲備風電項目	內蒙古	1	49.50
	遼寧省	1	49.50
總計		2	99.00
二級 ⁽²⁾ 儲備風電項目	內蒙古	8	1,147.50
	寧夏	7	346.50
	北京	1	49.50
總計		16	1,543.50
三級 ⁽²⁾ 儲備風電項目	內蒙古	8	1,098.00
	北京	3	199.00
	河北省	1	100.00
總計		12	1,397.00

附註：

- (1) 儲備項目的控股投產裝機容量乃基於若干分析而估計。
- (2) 一級、二級及三級儲備風電項目的定義見下文「一儲備風電項目」一段。

營運中或在建風電場

位於內蒙古的風電場

我們於2005年開始在內蒙古開發首個風電項目。截至2010年12月31日，我們在內蒙古有12個營運中風電項目，控股投產裝機容量為895.25兆瓦。

下表載列截至所示日期或期間位於內蒙古的風電場的運營數據：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
控股投產裝機容量(兆瓦)	100.50	697.25	895.25
平均控股投產裝機容量(兆瓦)	100.50	273.69	854.00
控股在建容量(兆瓦)	695.75	198.00	258.00
控股總發電量(兆瓦時)	216,752	650,389	2,056,632
控股淨發電量(兆瓦時)	214,957	641,140	2,022,964

業 務

下表詳載截至2010年12月31日我們在內蒙古營運中及在建的風電場。

風電場名稱	控股 投產裝機容量	所有權	估計／投入 營運日期	上網電價 (含增值稅)
	(兆瓦)	(%)		(人民幣／ 千瓦時)
營運中				
烏蘭伊力更風電場 ⁽¹⁾	300.00	100.0	2009年12月	0.488
輝騰錫勒風電場一期 ⁽¹⁾ . .	100.50	100.0	2007年9月	0.447
察右中風電場二期	50.00	100.0	2009年10月	0.520
察右中風電場一期	49.50	100.0	2009年8月	0.520
吉相華亞風電場一期 ⁽¹⁾ . .	49.50	100.0	2009年3月	0.589
吉相華亞風電場二期	49.50	100.0	2010年1月	0.520
商都風電場一期	49.50	100.0	2010年4月	0.520
賽汗風電場一期	49.50	100.0	2009年6月	0.520
賽汗風電場二期	49.50	100.0	2010年4月	0.520
哲里根圖風電場二期	49.50	100.0	2010年4月	0.520
霍林河風電場一期	49.50	100.0	2009年12月	0.540
哲里根圖風電場一期 ⁽¹⁾ . .	48.75	100.0	2009年7月	0.520
小計	895.25			

附註：

(1) 該等項目為特許權項目。

風電場名稱	估計控股 投產裝機容量	所有權	估計／投入 營運日期	上網電價 (含增值稅)
	(兆瓦)	(%)		(人民幣／ 千瓦時)
在建				
赤峰旗杆風電場一期	49.50	100.0	2011年10月	0.550
興安盟科右中旗 風電場一期	49.50	100.0	2011年7月	0.550
巴林右風電場一期	49.50	100.0	2011年5月	0.550
商都風電場二期	49.50	100.0	2011年7月	0.520
輝騰錫勒風電場二期	30.00	100.0	2011年7月	0.510
霍林河風電場二期	30.00	100.0	2011年9月	0.540
小計	258.00			

業 務

位於北京的風電場

我們於2007年開始在北京發展首個風電項目。截至2010年12月31日，我們在北京有三個風電項目，控股投產裝機容量為114.00兆瓦。

下表載列截至所示日期或期間位於北京的風電場的運營數據：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
控股投產裝機容量(兆瓦)	64.50	64.50	114.00
平均控股投產裝機容量(兆瓦)	24.75	64.50	78.25
控股在建容量(兆瓦)	—	85.50	36.0
控股總發電量(兆瓦時)	53,286	122,217	184,616
控股淨發電量(兆瓦時)	51,291	117,269	180,569

下表詳載截至2010年12月31日位於北京的營運中風電場及在建風電項目。

風電場名稱	估計控股 投產裝機容量	所有權	估計／投入 營運日期	上網電價 (含增值稅)
	(兆瓦)	(%)		(人民幣／ 千瓦時)
營運中				
鹿鳴山官廳風電場一期 ..	49.50	100.0	2008年6月	0.750
鹿鳴山官廳風電場二期 ..	49.50	100.0	2010年9月	0.750
延慶風電場	15.00	100.0	2008年12月	0.750
小計	114.00			
在建				
鹿鳴山官廳風電場 二期加密	36.00	100.0	2011年1月	0.750
小計	36.00			

位於遼寧省的風電場

我們於2008年開始在遼寧省發展首個風電項目。截至2010年12月31日，我們在遼寧省有一個營運中發電項目，控股投產裝機容量為49.50兆瓦。

業 務

下表載列截至所示日期或期間位於遼寧省的風電場的運營數據：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
控股投產裝機容量(兆瓦)	—	49.50	49.50
平均控股投產裝機容量(兆瓦)	—	19.25	49.50
控股在建容量(兆瓦)	49.50	—	—
控股總發電量(兆瓦時)	—	29,167	84,994
控股淨發電量(兆瓦時)	—	28,651	84,156

下表詳載截至2010年12月31日位於遼寧省的營運中風電場。

風電場名稱	控股 投產裝機容量	所有權	投產日期	上網電價 (含增值稅)
	(兆瓦)	(%)		(人民幣/ 千瓦時)
營運中				
昌圖太陽山風電場	49.50	100.0	2009年8月	0.620

位於寧夏的風電場

截至2010年12月31日，我們於寧夏擁有兩個在建風電項目，控股裝機容量為99.00兆瓦。

下表載列截至所示日期或期間寧夏風電項目的運營數據：

	於12月31日或截至12月31日止年度		
	2008年	2009年	2010年
控股投產裝機容量(兆瓦)	—	—	—
平均控股投產裝機容量(兆瓦)	—	—	—
控股在建容量(兆瓦)	—	—	99.00
控股總發電量(兆瓦時)	—	—	—
控股淨發電量(兆瓦時)	—	—	—

下表載列截至2010年12月31日位於寧夏的在建風電場項目詳情。

風電場名稱	估計控股 投產裝機容量	所有權	估計投產日期	上網電價 (含增值稅)
	(兆瓦)	(%)		(人民幣/ 千瓦時)
在建				
寧夏太陽山風電場一期	49.50	100.0	2011年5月	0.580
寧夏太陽山風電場二期	49.50	100.0	2011年8月	0.580
小計	99.00			

儲備風電項目

儲備風電項目指尚未動工的風電項目。截至2010年12月31日，我們有30個儲備風電項目預留未來發展，估計控股容量為3,039.50兆瓦。

我們已根據與地方各級政府訂立的投資開發協議或初步備忘錄，取得發展儲備項目的權利。我們依照項目進度及取得的里程碑將儲備項目劃分為「一級」、「二級」及「三級」項目，惟風電項目的劃分基準及相關假設為內部制訂，未經任何第三方審計或核證。

下表載列儲備項目的劃分詳情及基準：

儲備項目	詳情
一級	<p>一級項目指已自中國政府取得所有相關項目啟動批文的儲備項目。</p> <p>截至2010年12月31日，我們有兩個位於內蒙古及遼寧省的一級儲備風電項目，估計控股容量為99.00兆瓦。</p>
二級	<p>二級項目指我們已與當地政府訂立投資開發協議；已進行風力資源初步評估；已取得管理層內部批文或正在審批的儲備項目。</p> <p>截至2010年12月31日，我們有16個二級儲備風電項目，其中八個位於內蒙古，七個位於寧夏，一個位於北京，估計控股容量為1,543.50兆瓦。</p>
三級	<p>三級項目指已與政府訂立投資開發協議或與有關政府當局訂立初步備忘錄的儲備項目。</p> <p>截至2010年12月31日，我們有12個三級儲備風電項目，其中八個項目位於內蒙古，三個位於北京及一個位於河北省，估計控股容量為1,397.00兆瓦。</p>

標準風電場開發階段

我們一直致力並將繼續開發及經營新風電項目。新風電項目的平均開發期約為一年（不包括風力資源評估耗時），惟實際開發期或會因地區不同而顯著不同。我們的專業開發團隊及第三方專家參與風電場的每個開發階段。我們透過競標獲取特許權項目，有關詳情於下文「一 特許權項目」一段披露。

業 務

我們的標準風電場開發一般包括以下主要階段：

重要開發階段

訂立投資及開發協議
(不包括風力資源評估，
一般三至六個月)

主要步驟

- 確定及評估 — 首先確定地盤並評估可發展風電場的潛力。我們會根據風力條件、地形、與電網系統的距離及電網系統的可用容量、估計容量規模、交通條件、土地的可用性及所有權與環境特點等一系列標準評估地盤的潛力。
- 投資及開發協定 — 確定潛在地盤後，我們與相關地方政府訂立投資及開發協議。根據協議，地方政府一般同意保留所選地盤並在風電場的開發及建設過程提供便利，以及授予我們在指定期間於所選地盤發展風電場的獨家權利。
- 勘查及測試 — 訂立投資及開發協議後，我們的專業發展團隊會進行詳盡的場地勘查及風力測試，而評估建設風電項目的可行性至少需12個月的風力數據。

內部批准及政府審批
(一般三至六個月)

內部批准

- 內部批准 — 專業發展團隊會根據風力測試結果申請管理層的內部批准。
- 前期工作 — 獲得管理層批准後，我們著手進行建立風電場的前期工作，包括可行性研究。

政府審批及第三方同意

建設風電場前，我們須取得多項政府許可、執照及其他批文，一般包括以下主要步驟：

- 取得前期政府批文及第三方同意
 - 國家或地方環保部門就建設風電項目的環境影響評估發出的批文
 - 國土資源部或其地方部門對風電場建設用地土地預審的批覆
 - 銀行原則上同意提供項目融資而訂立的備忘錄

業 務

重要開發階段

主要步驟

- 地方電網公司與擬建風電場的併網意向函(如地方政府要求)
 - 其他適用的政府批文，例如有關規劃、林地保護、水質保護、礦產資源保護、地震風險評估及歷史文物保護等事宜的批文
 - 提交項目申請報告 — 提交項目申請報告、上述前期政府批文、第三方同意及其他必要文件以取得下列機構的項目批文：
 - 國家發改委就(i)投產裝機容量為50兆瓦或以上的風電項目或(ii)總投資額超過300百萬美元的外商投資風電項目發出的項目批文，或
 - 相關省級發改委就其他風電項目發出的項目批文
 - 取得商務部批文(如適用) — 倘屬外商投資風電項目，則須取得商務部或其地方下屬機關有關相關合資合約、組織章程細則及相關事宜的批文
 - 取得電力業務許可證 — 風電項目投入商業運營當日起三個月內取得電監會的電力業務許可證
- 建設、併網及投產
(一般四至六個月)**
- 建設 — 建設一般涉及工程及設計、連接道路、塔基及其他構築物及樓宇的建設、連接電纜的鋪設、變壓器及風電機組的安裝
 - 調試 — 調試期間進一步調整及完善風電場的運行
 - 併網 — 一般涉及與地方電網公司商討就我們風電場所產電力的調度訂立協議
 - 投入商業運營 — 調試運行成功後，風電場開始投入商業運營

特許權項目

雖然我們大部分現有及儲備的風電項目均根據我們與地方政府簽訂的投資及開發協

議而開發，但截至2010年12月31日，我們另外獲授並經營四個特許權項目，而該四個特許權項目的服務特許權協議均透過競標程序與內蒙古發展和改革委員會簽訂。

截至2010年12月31日，我們特許權項目的控股投產裝機容量約為498.75兆瓦，佔風電業務控股投產裝機容量47.1%。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，風電特許權項目產生的收益分別佔風電業務總收益的4%、4%及13%。

除特許權項目產生的售電收益外，我們亦就興建特許權項目錄得服務特許權建設收入及服務特許權建設成本。我們根據與相關地方政府機構訂立的有關特許權協議，按公允價值確認特許權項目已竣工工程的服務特許權興建收入。由於本公司將絕大部分特許權項目建設活動分包予第三方，我們按建築服務的公允價值確認總建築成本。因此，服務特許權建設收入相當於有關期間所錄得的服務特許權建設成本，對我們有關期間的經營溢利或溢利並無實質影響。有關服務特許權建設收益或服務特許權建設成本的論述，請參閱「財務資料 — 主要全面收益表項目的說明」與「財務資料 — 經營業績」兩節。

上網電價

上網電價指發電公司向其併網的電網銷售電力的價格。根據《可再生能源法》及《可再生能源發電價格和費用分攤管理試行辦法》，可再生能源所產電力的上網電價現有兩類：「政府定價」及「政府指導價」。

對於2005年12月31日後至2009年8月1日前獲得國家發改委或省級發改委批准的風電項目，上網電價由「政府指導價」規範。特許權項目的上網電價經公開投標釐定後由政府批准，而非特許權項目的上網電價則由相關定價部門參考鄰近地區特許權項目的核准電價釐定。其他可再生能源項目（例如太陽能電力及水電）的上網電價由「政府定價」機制規範。

根據《可再生能源法》及《可再生能源發電價格和費用分攤管理試行辦法》，對於2006年1月1日後批准的風電項目等可再生能源項目，同一省份可再生能源發電上網電價與脫硫火電基準上網電價之間的差價，以及可再生能源發電上網的併網費用實際由全部終端用戶

分攤。省級或國家電網公司按購買可再生電力及併網的額外成本徵收電價附加費。根據國家發改委發出有關調整中國各地區上網電價的多份通知，自2009年11月20日起，上網電價附加費增至每千瓦時人民幣0.0040元。董事認為，由於電網公司可獲額外資金向我們風電場支付購電的款項，故我們的風電業務會受惠於電價附加費的增加。

國家發改委所發佈於2009年8月1日生效的《關於完善風力發電上網電價政策的通知》，適用於該日以後核准的所有陸上風電項目。根據該通知，上述按「政府指導價」釐定的上網電價改為地域統一電價，即「政府定價」模式。具體而言，中國分為四個風能區，位於同一區的所有風電項目採用相同的標準上網電價(含增值稅)(每千瓦時人民幣0.510元、每千瓦時人民幣0.540元、每千瓦時人民幣0.580元或每千瓦時人民幣0.610元)。新上網電價會繼續享有可再生能源發電項目一般享有的上網電價溢價補貼。詳情請參閱「監管概覽 — II.中國電力行業整體監管計劃及指引 — 4.上網電價」及「監管概覽 — III.可再生能源的監管規定」兩節。

強制購買及併網

中國已對可再生能源發電廠所產電力設立購電保護機制。根據《可再生能源法》，電網公司必須訂立併網協議並購買電網覆蓋範圍內可再生能源併網發電項目的上網電量，而所涉電網乃根據所適用可再生能源發展規劃的規定而建設，並獲得所需的監管機構批文或已完成所有必辦備案手續。使用可再生能源的電廠必須配合電網公司，保障電網的安全。根據2007年《節能發電調度辦法(試行)》，利用可再生能源發電的發電廠亦享有最優先調度權。

《可再生能源法》進一步規定，電網公司須訂立併網協議保障可再生能源電力公司的併網並提供所需併網支援。

電力銷售

我們的風電業務主要透過銷售風電場所產電力獲得收入。由於按照現行監管框架，電網公司有購買可再生能源所產電力的法定責任，故我們的風電場將所產全部電力售予當地電網公司(電廠用電及輸送損耗除外)。我們根據與地方電網公司按照相關中國法規訂立

的購電協議銷售電力。購電協議一般具有各種標準條款，例如上網電價、計量及付款。購電協議一般為期數月至五年。

2009年，國家發改委改革風電電價的「購電協議加定價機關核准」機制，於2009年7月20日下發《關於完善風力發電上網電價政策的通知》，將中國全境按風源質量及建設條件劃分為四個資源區塊，而各區塊的固定基準電價設為每千瓦時人民幣0.510元至每千瓦時人民幣0.610元不等。該通知適用於我們於2009年8月1日後獲批的風電場。

儘管現行監管框架對我們有利，我們中國風電場所產電力的實際售電量或會受到各種因素制約，包括最大輸電量、電網的穩定性及當地電力需求。近年來，為給予提供熱能的熱電聯產公司優先權，並確保地方電網的穩定安全，華北(例如內蒙古西部)的地方電網公司限制風電公司連接電網(尤其是在冬夜)。此外，由於近年來風電公司為利用內蒙古西部的優質風能資源而大規模興建風電場，導致風電場的建設速度超過當地電網的發展速度，故此內蒙古西部的地方電網公司對風電公司施加額外的限制。由於我們風電場所產電力無法儲存而須即刻輸送，故此我們位於內蒙古西部的許多風電場於2009年及2010年暫時關閉部分風電機組。有關電網風險的其他披露，請參閱「風險因素 — 與風電業務有關的風險 — 我們依賴地方電網公司進行併網及電力輸送及調度」一節。

然而，我們相信電網阻塞會隨中國地方及全國電網快速發展而逐漸改善。《中共中央關於制定國民經濟和社會發展第十二個五年規劃的建議》指出，中國政府將於2011年至2015年的第十二個五年規劃期間加強電網建設。國務院頒佈《關於加快培育和發展戰略性新興產業的決定》，當中列明加快開發可適應新能源發展需求的先進電網及其營運系統的目標。內蒙古政府頒佈《關於進一步加快內蒙古電網建設的意見》，旨在擴展電力傳輸渠道及解決風電傳輸問題。為支持風電產業的發展，中國政府加大電網建設的資金投入。2009年，中國國家電網公司(「國家電網公司」)宣佈會增建三條特高電壓(「特高壓」)電纜，其中一條連接內蒙古西部與上海。倘該計劃落實，中國的特高壓電纜將增至六條。國家電網公司亦計劃在未來三至四年對特高壓電纜投資逾人民幣1,000億元，預計2020年中國特高壓功率可達3億千瓦。內蒙古政府計劃於2009年及2010年投資逾人民幣200億元，對其輸送網絡進行擴

業 務

容及升級。截至2009年底，內蒙古電力(集團)有限責任公司已如期完成全部33個輸配電項目。

此外，2010年10月，內蒙古河套巴盟地區的500千瓦變電站投產後，300.00兆瓦的烏蘭伊力更風電場的負荷較2010第一季度大幅上升。2011年，亦接入烏蘭伊力更風電場的德嶺山地區500千瓦變電站將安裝第二個變壓器以進一步擴大產能。2011年7月，預期接入吉相華亞風電場的輝騰梁220千瓦變電站將改建為500千瓦變電站，新的500千瓦變壓器亦將投入營運，可大大改善當地電網結構。另外，由於內蒙古西部有愈來愈多對電力需求殷切的企業，因此當地電力消耗量亦將增加。

我們的風電廠於2011年第一季度平均利用時數較2010年第一季度增加6%。我們將繼續和當地電網公司合作以進一步提高風電傳輸能力，包括有效運用中央監控系統以及注資建造接入遠距離風電場的電網，注資可透過當地電網公司以上網電價溢價補貼形式收回。

風電場總發電量與淨發電量的差值在於廠用電與輸電損耗。營業紀錄期間，我們風電場的廠用電及輸電損耗一般佔總發電量約1.5%至2%。建設及測試期間所生產電力的銷售收益並不計入電力銷售收益，而是與物業、廠房及設備成本相抵銷。

下表載列於所示期間我們各個地區經營的風電項目的售電量：

地區	截至12月31日止年度		
	2008	2009	2010年
		(兆瓦時)	
內蒙古	214,957	641,140	2,022,964
北京	51,291	117,269	180,569
遼寧省	—	28,651	84,156
總計	266,247 ⁽¹⁾	787,060	2,287,689

附註：

(1) 總數出入乃因約整所致。

政府補貼

根據《關於印發北京市城市公用企業補貼資金使用管理暫行辦法的通知》及《關於加強電力企業補貼資金管理的通知》，我們位於北京的全部風電場享有政府補貼。中國北京政府透過電價補貼政策提供相關財政補貼，經補貼上網電價高於相關風電場所產電力的上網電

價。相關政策詳情請參閱「監管概覽—III.可再生能源的監管規定—5.專項資金補貼」一節。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們的風電項目獲中國政府財政補貼總額分別為人民幣零元、人民幣7.5百萬元及人民幣11.8百萬元。

供應商

風電機組供應商

風電機組購買價一般佔風電項目預付建設成本約55%至65%。我們一般以招標方式選擇風電機組供應商，考慮可靠性、聲譽、產品質量、價格、技術、生產能力及售後服務等因素。我們一般向聲譽良好的供應商採購風電機組設備。

我們與風電機組供應商的合約通常包括有關付款、交付、安裝、檢測及驗收的規定，並規定通常為期兩年的保修期，惟另行協定者除外。此外，該等合約通常亦會列明主要性能指標，如電力系統功率曲線及可用系數。大體而言，與風電機組供應商訂立的合約規定，倘風電機組的性能指標低於訂明的保證指標，則我們可獲賠償由於性能不良而導致的估計發電虧損的若干百分比，但通常不超過合約對價的若干百分比。營業紀錄期間，我們並無就風電機組性能不良而造成的任何損失索償。

為保障我們風電項目所需風電機組的供應並了解最新技術特點，我們亦與國內品牌風電機組供應商（例如新疆金風及華銳）建立長期策略關係，與國際品牌風電機組供應商（例如蘇司蘭及恩德）亦關係良好。根據中國水電公司資料，按2009年的累計裝機容量計算，華銳及新疆金風分別是中國最大及第二大風電機組供應商。

過往，我們各風電場與各自的風電機組供應商單獨訂立供應協議。然而，自2010年4月起，為整合並精簡採購程序，我們多個風電場與北京國際電氣工程簽署協議，北京國際電氣工程成為該等風電場的集中招標平台。

其他供應商

我們風電業務的其他重要供應商包括工廠設備供應商，及於風電場施工階段提供建設及安裝服務的第三方承建商。對於升壓變壓器、開關裝置及電纜，我們通常可以頗具競爭力的價格自全國供應商購得優質產品。

營運及維護

我們認為營運效率是本公司的重要競爭優勢，因此致力提高風電場的平均利用時數，利用內部資源進行維修及保養並加強監控系統。我們的目標是主要通過採用系統化措施監控風電場運作及風電機組可用系數，發生停運後進行檢討並採取糾正措施減少系統故障，達致並保持高水平平均利用時數。

我們的每座風電場均設有定期維護與定期檢修的時間表。憑藉豐富的運營經驗及技術知識，我們已發展充足的內部營運及維護團隊，可進行大量營運及維護業務。此外，為提高風電場的經營業績，我們自2009年起運行集中監控系統，即時監控位於內蒙古西部地區的風電場的運作，監察並調整各風電場的維護計劃以節省成本，並使各風電場與地方電網公司的合作模式更有效。我們會繼續加強對主要營運及維護業務的控制，而非向風電機組製造商外包全部營運及維護服務，從而減少整體營運及維護成本，提高風電場的利用時數。

中小型水電及其他清潔能源業務

除燃氣發電及供熱業務以及風電業務外，我們亦開發、管理及經營使用多種其他清潔能源的發電項目，包括四川省及雲南省的五個營運中及在建中小型水電項目。於2010年12月31日，我們還有兩個估計控股容量為34.00兆瓦的中小型儲備水電項目（尚未動工但已取得若干開發權）。

截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，中小型水電及其他清潔能源業務的收益分別為人民幣59.5百萬元、人民幣148.9百萬元及人民幣56.6百萬元。相關期間中小型水電及其他業務的收益貢獻分別佔總收益（不包括特許權建設所得收益）4.4%、6.2%及1.6%。

2010年12月31日，我們的中小型水電及其他業務的控股投產裝機容量為6.40兆瓦（不包括裝機容量為24.00兆瓦的山東京能生物質發電廠，該電廠已於2011年1月分拆出售），控股在建容量為224.40兆瓦。我們預期2011年及2012年底，中小型水電及其他業務的控股投產裝機容量分別可達12.80兆瓦與309.39兆瓦。

此外，我們透過我們的聯營公司或合營公司開發、管理及／或經營地熱供熱、垃圾

業 務

發電及污水冷熱源項目，並向客戶出售該等廠房生產的電力及冷熱源。我們亦透過聯營公司或合營公司參與熱能輸送網絡的建設。

中小型水電項目

下表載列2010年12月31日我們營運中及在建中小型水電項目的詳情：

項目名稱	投產	所有權(%)	上網電價	地點
	裝機容量／ 估計投產 裝機容量 (兆瓦)		(人民幣元／ 千瓦時)	
營運中項目				
黑水三聯一綦窩一級水電站.....	6.40	100.0	0.288	四川省
在建項目				
那邦水電站.....	180.00	100.0	—	雲南省
黑水三聯一登棚一級水電站.....	20.00	100.0	—	四川省
黑水三聯一登棚二級水電站.....	18.00	100.0	—	四川省
黑水三聯一綦窩二級水電站.....	6.40	100.0	—	四川省

擬建中小型水電及其他清潔能源發電項目

我們的若干中小型水電項目及其他清潔能源發電項目尚未動工。我們將該等項目歸類為擬建項目。截至2010年12月31日，我們有五個中小型水電及其他清潔能源發電儲備項目，估計控股容量為78.59兆瓦，其中兩個中小型水電項目預計控股容量為34.00兆瓦，均位於雲南省，另外三個為太陽能項目，預計控股裝機產能為44.59兆瓦，位於北京及寧夏。

下表載列截至2010年12月31日我們的中小型水電及其他清潔能源發電儲備項目：

地點	項目數目	估計控股 容量(兆瓦)
北京.....	2	34.59
雲南省.....	2	34.00
寧夏.....	1	10.00
總計.....	5	78.59

碳排放額度交易

除向地方電網公司出售電力獲取收益外，我們亦透過出售若干燃氣發電及供熱項目、風電項目以及其他清潔能源項目發電量應佔減排量的核證減排量及自願減排量，進行碳排

放額度交易。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，核證減排量及自願減排量銷售合計分別有其他淨收入人民幣12.7百萬元、人民幣120.6百萬元及人民幣156.3百萬元。營業紀錄期間，核證減排量及自願減排量因多項因素而波動。第一，我們的註冊清潔發展機制項目增加。第二，我們的會計政策規定來自核證減排量及自願減排量的收入於核證減排量及自願減排量頒佈後確認所致。「已頒佈的」核證減排量不單指該項目已向清潔發展機制執行理事會註冊並開始發電，且個別核證減排量已獲批准並於聯合國氣候變化框架公約網站(www.unfccc.com)公佈。「已頒佈的」自願減排量指有關自願減排量已通過買賣雙方協定的必需驗證程序。由於核證減排量／自願減排量於「頒佈」後方可轉讓予買方並可收取對價，因此本集團於頒佈有關碳抵免額後方會確認收入。

清潔發展機制及銷售核證減排量

清潔發展機制為聯合國氣候變化框架公約《京都議定書》的一項安排。聯合國氣候變化框架公約附件一所列各國(「附件一國家」，包括若干發達國家)均分配有減排目標。非附件一國家(包括若干發展中國家)並無減排目標，但鼓勵採用環保技術減少溫室氣體排放。

清潔發展機制安排允許附件一國家透過投資非附件一國家的減排項目換取核證減排量。核證減排量可由附件一國家的投資者用於完成國內減排目標或售予其他有意購買者，作為本國減排的替代方法，惟一般較投資發展中國家的減排項目耗資更大。中國於2002年作為非附件一國家加入《京都議定書》。《京都議定書》的首個承諾期為2008年起至2012年止五年。請參閱「風險因素 — 核證減排量的銷售基於京都議定書中清潔發展機制的安排，有關安排的任何改變或終止可能限制我們銷售核證減排量及自願減排量的收入」。

中國清潔發展機制項目的核證減排量發行及銷售，一般須：

- 取得中國指定國家機關國家發改委的批准；
- 獲清潔發展機制執行理事會認證的第三方機構(稱為指定經營實體(「指定經營實體」))核實項目設計，確保項目能實現實際、可衡量及長期減排；
- 向清潔發展機制執行理事會註冊；
- 在清潔發展機制執行理事會註冊項目後，定期獲取指定經營實體對項目發電量應佔減排量的核實及驗證；

- 就指定經營實體核實及驗證的減排量取得清潔發展機制執行理事會頒發的核證減排量(清潔發展機制執行理事會會扣除核證減排量的2%用以支付其行政開支)；及
- 按協定交付時間向買家交付核證減排量並收取所購買核證減排量的付款。

根據國家發改委與其他部門聯合頒佈的《清潔發展機制項目運行管理辦法》(「清潔發展機制辦法」)，僅中方全資擁有或控股的公司方可在中國經營清潔發展機制項目。截至2010年12月31日，我們的所有發電項目公司均符合該規定。

根據清潔發展機制辦法，對於2005年10月12日或之後獲國家發改委批准的清潔發展機制項目，中國政府會就出售核證減排量的所得款項徵收費用，徵收數額視乎項目種類而有所不同。開發及利用可再生能源且政府政策鼓勵發展的風電及其他可再生能源項目，僅須向中國政府上繳出售核證減排量所得款項的2%。

截至2010年12月31日，我們擁有40個符合清潔發展機制申請標準的項目，28個已獲國家發改委批准，而餘下12個項目的註冊申請仍待審批；14個已在清潔發展機制執行理事會成功註冊，而餘下14項仍待註冊。我們在清潔發展機制執行理事會註冊的14個清潔發展機制項目中，兩個為總投產裝機容量1,190.00兆瓦的燃氣發電項目，11個為總投產裝機容量595.25兆瓦的風電項目，另外1個為裝機容量為24.00兆瓦的生物質項目。

截至2010年12月31日，我們與12名買方(獨立第三方)已訂立減排量購買協議。所有買方均為歐洲公司。我們註冊清潔發展機制項目的首個核證減排量於2008年5月14日發出。截至2010年12月31日，我們的11個註冊風電清潔發展機制項目當中的兩個及兩個註冊燃氣發電清潔發展機制項目已產生其他淨收入。我們預期大多數註冊風電清潔發展機制項目將於2011年開始產生其他收入。截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們出售核證減排量的收入分別為人民幣12百萬元、人民幣98百萬元及人民幣156百萬元。

銷售自願減排量

自願減排量指並非法律或規例強制要求而是因買方積極參與減輕氣候變化工作之意願而產生的減排量。自願減排量市場是《京都議定書》制度之外的新興碳排放額度市場。我們出售並無在清潔發展機制執行理事會註冊或不具備資格註冊為清潔發展機制項目之項目所產發電量應佔的自願減排量。

我們於2007年開始出售自願減排量，截至2010年12月31日，我們的京豐燃氣發電、輝騰錫勒風電項目及官廳風電一期項目出售自願減排量，截至2008年、2009年及2010年12

月31日止年度的收入分別為人民幣1.08百萬元、人民幣22.55百萬元及人民幣零元。自願減排量銷售由2008年的人民幣1.08百萬元增至2009年的人民幣22.55百萬元，主要是由於新增的清潔能源項目開始營運，尤其是京豐燃氣熱電廠及鹿鳴山官廳風電場一期。2010年的自願減排量銷售為零，是由於我們因應清潔發展機制加快清潔能源項目登記，結果核證減排量銷售由2009年的人民幣98.10百萬元增至2010年的156.26百萬元。

金融投資

於2010年12月31日，我們持有燃煤發電公司北京京能國際20%股權。截至2010年12月31日，北京京能國際的總裝機容量為13,675.00兆瓦，而我們應佔北京京能國際的裝機容量為914.09兆瓦。於2010年12月31日，我們的母公司京能集團持有餘下80%股權。

此外，於2010年12月31日，我們擁有京能財務(金融服務公司，總部設在中國)2%權益，京能集團擁有餘下98%權益。

五大客戶及供應商

我們的絕大部分收入來自銷售我們風電場、燃氣熱電廠及其他電廠所生產的電力，該等電廠根據相關購電協議向與之併網的地方電網公司銷售電力。

截至2008年、2009年及2010年12月31日止年度，我們對五大客戶的銷售額合共佔同期收益(不包括特許權建設所得收益)的92.8%、93.3%及97.5%，對最大客戶的銷售額分別佔同期收益(不包括特許權建設所得收益)82.0%、64.5%及63.5%。

營業紀錄期間，本集團對五大客戶的採購額(不包括收購物業、廠房及設備)分別佔本集團採購額的82.6%、74.9%及89.8%。本集團對最大供應商北京燃氣集團的採購額(不包括收購物業、廠房及設備)分別佔同期本集團採購額的77.7%、70.2%及87.2%。北京熱力集團乃本公司的關連人士及五大客戶之一。除上文所披露者外，營業紀錄期間，我們的董事、監事、高級行政人員、聯繫人或持有5%以上本公司已發行股本的股東概無於我們的五大客戶中擁有任何權益。京豐熱電為京能集團之全資附屬公司，亦為本公司營業紀錄期間的五大供應商之一。除上文所披露者外，本公司的董事、監事、高級行政人員、聯繫人或持有本公司已發行股本5%以上的股東於營業紀錄期間概無擁有本集團五大供應商任何權益。

競爭

由於每間電廠的計劃利用時數及上網電價／供熱價格均由國家發改委及其地方下屬機構釐定，而利用時數均由電力公司執行（一年可有微小波動），因此我們的燃氣發電及供熱業務在經營階段並無實質競爭。然而，我們在開發階段的選址方面面臨競爭。基於熱傳導的特性，供熱商只能在有限距離內供熱，而為避免重複建設，政府只會在指定區域內批准一個供熱項目。因此，在熱能需求巨大的區域內選址對熱能的銷量極為重要。憑藉豐富的開發經驗及出色的執行力，我們可在該領域脫穎而出。

我們相信，我們風電業務的主要競爭對手是可再生能源發電公司，特別是中國風電項目的開發商及運營商。根據現行規管架構，地方電網公司必須提供強制性併網並以中國政府釐定的價格購買其覆蓋範圍內風電項目生產的所有電力。因此，在中國經營的風電項目之間並無實質競爭。然而，由於行業特性使然，發展風電項目受自然條件限制，尤其是風力資源僅存在於有限地理區域及特定地點。因此，風電運營商之間的競爭主要發生在開發階段，特別是在選擇合適地點及獲得權利在特定地點開發風電項目方面，而非項目的運作階段。

我們與其他全國或地方風電開發商在開發階段的競爭點包括選擇具理想風力資源的地點、獲取相關政府批文，將自身的規劃容量納入地方電網規劃以及獲取資金來源。憑藉豐富的項目開發經驗、出色的執行力及與地方政府和電網公司的良好關係，我們可在業內脫穎而出。

我們的中小型水電及其他清潔能源發電業務面臨其他水電及其他清潔能源發電公司的競爭，特別是中國中小型水電及太陽能發電項目的開發商及運營商。可能會影響我們競爭力的因素包括但不限於我們的技術實力、資金來源，項目開發經驗及執行力。

環境規管

我們的業務目前須遵守與建設及運營可再生能源發電設施及燃氣熱電廠、噪音控制、氣體及液體排放、水資源及土地保護、有害物質及廢物管理相關的環境法律及法規。我們的中國法律顧問表示，我們須根據適用環境法律及規定遞交環境影響評價。詳情請參閱「監管概覽—V.環境保護」一節。

我們依照相關環境法律及法規設計、建造及營運電廠，以減輕對環境的損害。我們的中國法律顧問確認，本公司的燃氣發電及供熱業務已通過中國環境保護部的上市環保核查。此外，根據環境保護當局出具的證明及經我們的中國法律顧問確認，本公司的風電、中小型水電及其他清潔能源發電業務於營業紀錄期間並無違反相關中國環境保護法律及法規。

然而，中國政府或會採納更嚴格的环境標準及更嚴格執行適用的環境法律及法規，可能會對我們的財務狀況及經營業績有重大不利影響。更多風險請參閱「風險因素 — 與整體業務有關的風險 — 我們須遵守嚴格的環保法律及法規，違反該等法律及法規可能對我們的業務、經營業績及財務狀況有重大不利影響」一節。

遵守適用環境法律及法規的開支視乎我們的電力項目容量。例如，為使項目建設及營運符合適用環境要求並取得相關環境批准，裝機容量為350兆瓦的燃氣發電項目以及符合行業標準的環境相關開支需要支付約人民幣7,350,000元費用；裝機容量為50兆瓦的風能項目約需人民幣100,000元；裝機容量為5兆瓦的中小型水電項目約需人民幣40,000元至人民幣50,000元(取決於該水電站是否配有蓄水庫)。

符合健康及安全規定

我們的業務(尤其是燃氣熱電廠)經營涉及進行該等活動的固有風險及危害。該等風險及危害可能損害或毀壞財產或生產設施，導致人身傷害、環境損害、業務中斷及潛在的法律責任。請參閱「風險因素 — 與整體業務有關的風險 — 我們的資產及營運受發電行業常見災害影響，而我們或無涵蓋所有災害的充足保險」一節。我們所有的電廠均已採納各種內部政策，實行保護措施預防健康及安全危害。截至2010年12月31日，我們已遵守適用於我們經營的有關環保及工作場所安全的所有重大中國法律及法規，包括《中華人民共和國安全生產法》、《電力安全生產監管辦法》及《電力生產事故調查暫行規定》。截至2010年12月31日，我們並無因違反任何有關法規而遭受重大罰款或行政處分。

知識產權

我們的知識產權包括商標。於最後實際可行日期，我們在中國有3個註冊商標。於最後實際可行日期，我們已在香港註冊24項商標。我們已於2011年5月23日與京能集團就無償使用其商標訂立一項商標特許權協議。

我們並無因侵犯知識產權而涉及任何訴訟或法律程序。有關本公司知識產權的詳情，請參閱「附錄九 — 法定及一般資料」。

保險

我們的董事確認，本集團已為絕大部分的營運資產投保。

我們並未購買任何業務中斷險。我們認為，我們的保險符合中國慣例，本集團的發電場及電廠的投保範圍已足夠，且符合中國電力行業的標準。

法律合規及訴訟

我們的董事確認，截至最後實際可行日期，我們並無牽涉任何可能對我們的業務、財務狀況或經營業績有重大不利影響的訴訟或其他法律程序或任何未了結或可能面臨的訴訟或其他法律程序。此外，就我們所知，我們於營業紀錄期間並無遭遇對我們的業務、財務狀況或經營業績有重大不利影響的任何嚴重設備故障、失誤、中斷或表現不合規格、設備安裝或運作不當、勞工糾紛、自然災害、環境災害及工業事故等情況。

根據中國法律顧問的意見，我們的董事確認，截至最後實際可行日期，我們於營業紀錄期間已在各重大方面遵守所有相關中國法律及法規，並已就業務經營取得所有重要的許可證、執照、資格證書、授權及批文。

物業

土地

營運項目土地

截至2011年3月31日，我們擁有、持有或佔用總地盤面積841,482.82平方米的21幅土地作營運項目用地(包括營運中的電廠及風場、辦公樓、職工宿舍及其他配套用地)，其中總地盤面積90,741.28平方米(佔營運中的風場總地盤面積10.78%)的三幅土地尚未取得土地使用權證。除上述三幅土地外，我們擁有2011年3月31日所有有關營運項目土地的土地使用權。

在建項目土地

截至2011年3月31日，我們擁有、持有或佔用總地盤面積1,009,859.99平方米的20幅土地作在建項目用地(包括在建電廠及風場、辦公樓及其他配套用地)，其中總地盤面積892,496.43平方米(或88.38%)的15幅土地尚未取得土地使用權證。

租賃土地

截至2011年3月31日，我們租賃一幅地盤面積20,200平方米有土地使用權證的土地，用作經營風場(亦計劃在當地興建儲備太陽能發電項目配合風電業務)。我們的中國法律顧問確認，該幅土地的租賃協議有效並受法律約束，且根據中國法律，租賃協議未經註冊並不會影響其效力。

無土地使用權證的營運項目土地

截至2011年3月31日，我們擁有、持有或佔用總地盤面積90,741.28平方米的三幅營運項目使用的土地尚未獲得土地使用權證，因為申請土地使用權證涉及多個不同層次的政府部門批准，目前仍在申請過程中。

關於上述三幅土地其中1幅總地盤面積71,950平方米土地(即賽汗風電場一期用地)，我們與有關政府機構已訂立土地使用權出讓協議。我們的中國法律顧問表示：(i)該幅土地的土地使用權證正在辦理中；(ii)我們可繼續佔用及使用該土地；及(iii)我們獲得土地使用權證並無重大法律障礙。我們的中國法律顧問表示，我們或會因上述另外兩幅總地盤面積18,791.28平方米的昌圖太陽山風電場土地遭受最高每平方米人民幣30元(合共人民幣563,738.4元)的罰款。我們須獲得政府批准出讓土地使用權，以取得該兩幅土地的土地使用權證。如申請手續失敗，我們或會遭搬遷。我們正在申請相關政府批准，而中國法律顧問表示，我們的申請一經政府批准，則獲得項目的土地使用證不會有任何重大法律障礙。此外，該兩幅土地中的一幅總地盤面積11,153.28平方米的土地現時指定為農用地。我們已向中國政府相關部門申請更改土地指定用途為建築用途。倘我們未能取得中國政府相關部門的批文，則可能須拆除建於該幅土地上的樓宇。就董事所知，截至2010年12月31日，我們尚未接獲相關部門的任何處罰通知、遷拆或沒收令。董事認為上述三幅土地的業權問題不會對我們的營運有重大不利影響，原因在於該等土地上所建總裝機容量99.00兆瓦僅佔我們2010年12月31日

總裝機容量的4.4%，而來自上述風場的收益僅佔我們2009年及2010年收益的1.2%及2.8%。有關上述業權問題的詳情及風險，請參閱「附錄四 — 物業估值」及「風險因素 — 與整體業務有關的風險 — 我們所擁有部份物業未有業權證，而向我們出租物業的部份業主亦未有相關業權證，因此或會嚴重影響我們使用物業的權利。」一節。

無土地使用權證的在建項目土地

截至2011年3月31日，我們佔用總地盤面積1,009,859.99平方米的20幅土地作在建項目用地，其中總地盤面積892,496.43平方米的15幅土地尚未取得土地使用權證，主要因為仍未確定土地的範圍，因此未能開始辦理土地使用權申請。

關於上述15幅土地其中六幅總地盤面積487,082.08平方米土地，我們已取得申領有關土地使用權證所需的政府初步批准。我們的中國法律顧問確認，我們申請該等土地的土地使用權證並無重大法律障礙。然而，我們未獲相關地方部門豁免可能就該等土地的業權問題對我們施加的處分。對於上述15幅土地，我們的中國法律顧問表示，我們可能遭受最高每平方米人民幣30元的罰款，總額約人民幣26,774,892.9元，且如未取得有關的土地使用權證，我們或會遭搬遷。此外，根據土地管理部門發出的用地預審意見，該15幅土地中的八幅土地現時部分或整幅指定為農用地或作其他用途，而需更改用途之土地的總地盤面積則為約246,815平方米。我們已向中國政府相關部門申請更改土地指定用途為建築用途。倘我們未能取得中國政府相關部門的批文，則可能須拆除建於該八幅土地上的樓宇。就董事所知，截至2010年12月31日，我們尚未接獲相關部門的任何處罰（包括遷移拆除、沒收）通知。我們正在申請相關政府批准及土地使用權證。由於該等地盤土地旨在發展在建項目，且我們預期可於該等項目竣工前獲得相關土地使用權證，故相信現階段所有權不完整的情況不會對我們的業務有重大不利影響。有關我們所擁有土地及上述業權問題的詳情及風險，請參閱「附錄四 — 物業估值」及「風險因素 — 與整體業務有關的風險 — 我們所擁有部份物業未有業權證，而向我們出租物業的部份業主亦未有相關業權證，因此或會嚴重影響我們使用物業的權利。」一節。

樓宇

自有樓宇

截至2011年3月31日，我們擁有總建築面積146,354.06平方米的111幢樓宇，其中總建築面積10,722.20平方米的20個單位未取得房屋所有權證，其中總建築面積458.52平方米的一個單位為廠房，總建築面積2,754.70平方米的八個單位用於配電室、繼電室用途，而餘下11個單位為辦公、倉儲、水泵及保安室的配套建築。截至最後實際可行日期，20幢樓宇未取得房屋所有權證，我們已向相關政府當局申請其中五個單位的房屋所有權證，而政府當局尚未頒發該等權證。對於該20個單位，我們的中國法律顧問表示，潛在法律風險可能包括暫停施工、罰款、拆除或沒收構築物。除上述者外，上述樓宇不合規並無產生其他重大法律後果。就董事所知，截至2010年12月31日，我們尚未接獲相關部門的任何處罰通知。除該20個單位外，截至2011年3月31日，我們所擁有、持有或佔用的所有樓宇及單位均已取得房屋所有權證。由於該等樓宇主要用作配套設施，且我們或會以合理價格為該等物業找到替代物業，故我們的董事認為，該等樓宇的不完整所有權不會重大不利影響我們的業務。有關該等樓宇的詳情，請參閱「附錄四 — 物業估值」。

租賃樓宇

截至2011年3月31日，我們在中國租賃18幢樓宇，總建築面積約16,307.61平方米。該18幢樓宇中，總建築面積約10,253.93平方米的八幢樓宇的業主尚未獲得房屋所有權證。我們的中國法律顧問表示，該等樓宇的租約未必受中國法律保障，因此第三方或會質疑我們使用有關樓宇的權利，而該等質疑一旦成功，我們可能須遷出有關的物業。我們的中國法律顧問表示，截至2011年3月31日，該18幢樓宇的租約均屬有效且具法律約束力。我們的中國法律顧問表示，儘管該18幢樓宇的租約均未登記備案，但該等租約效力不受影響。然而，地方政府機關可能要求我們於指定限間登記租約。倘我們被要求辦理登記但未有進行，則可能須為每項租約繳付人民幣1,000元至人民幣10,000元的罰款。

我們的董事認為，欠缺房屋所有權證不會對我們的經營業績有重大不利影響，是因為該等租賃物業主要作辦公樓及員工宿舍等配套用途，可另覓成本合理的物業取代。